

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LA HERRAMIENTA ADECUADA EN
LA INSPECCIÓN Y LIMPIEZA INTERIOR DE GASODUCTOS

GERARDO ZAMBRANO PERDOMO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA

2018

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LA HERRAMIENTA ADECUADA
EN LA INSPECCIÓN Y LIMPIEZA INTERIOR DE GASODUCTOS

GERARDO ZAMBRANO PERDOMO

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
INGENIERÍA DEL GAS

DIRECTOR
ERNESTO CALDERÓN CARRILLO
MAGÍSTER EN INFORMÁTICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

DEDICATORIA

A Dios, porque a través de sus bendiciones he podido alcanzar las metas que me he propuesto. A mis padres, con mi más profundo afecto, les agradezco su entrega y amor con el que me han guiado durante mi andar en la vida. A mis hermanos Ángela, Ana y Félix por su apoyo incondicional. A mi compañera de la vida, Ángela, por sus palabras y confianza, por su amor y apoyo para realizarme profesionalmente. A todas aquellas personas que de una u otra manera han contribuido para el logro de mis objetivos.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a las personas que me acompañaron en la realización de este proyecto. Al M.Sc. Ernesto Calderón Carrillo, director de la monografía, por sus aportes y recomendaciones acertadas. Al Ing. Julio César Pérez Angulo por su colaboración y disposición en cada etapa del proyecto. A mis compañeros de la Especialización por su apoyo, conocimiento y profesionalismo. Finalmente, a la Universidad Industrial de Santander y a sus docentes, quienes me brindaron el soporte necesario para llegar a cumplir este objetivo.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.,
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL	19
1.1. ASPECTOS GENERALES DEL GAS NATURAL	19
1.1.1. Clasificación de los yacimientos de gas	19
1.1.1.1. Yacimientos de gas condensado retrógrado	20
1.1.1.2. Yacimientos de gas húmedo o gas rico	21
1.1.1.3. Yacimientos de gas seco o gas pobre	21
1.1.2. Cadena de valor del gas natural	23
1.1.2.1. Exploración	24
1.1.2.2. Perforación	25
1.1.2.3. Tratamiento y procesamiento	27
1.1.2.4. Transporte y distribución	33
1.1.3. Cadena de valor del gas natural en Colombia	34
1.1.3.1. Exploración y reservas	34
1.1.3.2. Producción y suministro	36
1.1.3.3. Transporte de gas por redes y cobertura	38
2. TRANSPORTE DE GAS POR TUBERÍA	41
2.1. GENERALIDADES	41

2.2. FACTORES A TENER EN CUENTA EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS	46
2.2.1. Presión y temperatura	47
2.2.2. Compresibilidad del gas	48
2.2.3. Contenido de hidrocarburos licuables	49
2.3. PROCESOS QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍA	49
2.3.1. Formación de hidratos	50
2.3.2. Depositación de asfaltenos	51
2.3.3. Arrastre y depositación de polvo negro	52
2.3.4. Integridad del gasoducto	55
3. INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO INTERNO DE GASODUCTOS	59
3.1. HERRAMIENTAS DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO INTERIOR DE GASODUCTOS	60
3.1.1. Pigs utilitarios	62
3.1.1.1. Polly pigs	62
3.1.1.2. Scrapers	64
3.1.2. Pigs inteligentes	67
3.1.2.1. Herramientas para la pérdida de metal	67
3.1.2.2. Herramientas para la detección de grietas	70
3.1.2.3. Herramientas de inspección de geometría	71

4. SELECCIÓN DE HERRAMIENTA EN LA INSPECCIÓN Y LIMPIEZA INTERIOR DE GASODUCTOS	73
4.1. HISTORIAL DEL GASODUCTO	73
4.2. CONDICIONES OPERATIVAS	74
4.3. PROPÓSITO DE LA OPERACIÓN CON PIGS	76
4.4. CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO	78
4.5. FLUJO DE TRABAJO DE ACUERDO A HERRAMIENTA SELECCIONADA	81
5. CONCLUSIONES	86
6. RECOMENDACIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	89

LISTA DE TABLAS

	pág.,
Tabla 1. Rango y características del gas en los diferentes tipos de yacimientos de gas	22
Tabla 2. Métodos de deshidratación	29
Tabla 3. Métodos de endulzamiento	31
Tabla 4. Actividad exploratoria Colombia	35
Tabla 5. Reservas de gas natural en Colombia - Gpc	35
Tabla 6. Producción fiscalizada - Gpc	36
Tabla 7. Volumen de gas transportado - Mpcd	39
Tabla 8. Especificaciones de calidad de gas natural para transporte	45
Tabla 9. Esquema resumen de las amenazas a la integridad - ASME B31.8S	56
Tabla 10. Rango velocidades de flujo en ILI	76
Tabla 11. Categorización del "pigability" de un ducto	79

LISTA DE FIGURAS

	pág.,
Figura 1. Diagrama de fases de un gas retrógrado	20
Figura 2. Diagrama de fases de un gas húmedo o rico	21
Figura 3. Diagrama de fases de un gas seco o pobre	22
Figura 4. Diagrama general de los sistemas de perforación de pozos de petróleo y gas	27
Figura 5. Reservas totales de gas natural en los principales campos al 2016	36
Figura 6. Curva de producción de reservas	38
Figura 7. Capacidad máxima de mediano plazo a 2016 - Mpcd	39
Figura 8. Estaciones compresoras en Sistema de Transporte de Promigas	43
Figura 9. Gasoductos de Colombia	45
Figura 10. Polvo negro en gasoducto	54
Figura 11. Diagramas de trampas de lanzamiento y recibo para pigs	61
Figura 12. Polly pig de baja densidad	63
Figura 13. Polly pig con cepillos de alambre	63
Figura 14. Montaje convencional de un pig tipo scraper	66
Figura 15. Montaje de pig tipo scraper	66
Figura 16. Pig inteligente - MFL	69

LISTA DE ANEXOS

pág.,

Anexo 1. Tipos de herramientas de inspección interna y propósitos de inspección	92
Anexo 2. Cuestionario para recomendaciones en la selección de herramientas para la limpieza interior de gasoductos	95

GLOSARIO

Amenaza: Categoría a la que se denomina como potencial peligro potencial causa de pérdida de integridad.

Anomalía: Desviación del estándar normal en el material, revestimiento o soldadura de la tubería. También es llamado como imperfección o defecto.

API: American Petroleum Institute, con sus siglas en inglés. Asociación comercial de los EE.UU., encargada, entre otras cosas, del establecimiento y certificación de diferentes estándares de la industria del petróleo y gas.

ASME: American Society of Mechanical Engineers, con sus siglas en inglés. Asociación profesional encargada de desarrollar y publicar códigos y normas, que cubren infinidad de disciplinas de ingeniería mecánica y que permiten el diseño, la construcción, inspección y pruebas para equipos, tuberías, accesorios, entre otros.

Bache: Volumen separado de líquido dentro de una tubería de gas. Las herramientas tipo sello son usadas generalmente para la separación.

Corrosión: Deterioro de un material, generalmente de un metal, que resulta de una reacción química o electroquímica con su entorno.

Curva: Configuración física de la tubería que permite el cambio de dirección de la tubería. Una curva se puede clasificar de acuerdo al radio de curvatura; de este modo, una curva de 3D tendría un radio de línea central tres veces el diámetro nominal de la tubería.

Deformación: Cambios en la forma de la tubería y que afecta la redondez de la sección transversal de la misma o su rectitud.

Grieta: Abertura alargada y con muy poca separación entre sus bordes que se hace en un cuerpo sólido.

Herramienta combinada: Herramienta instrumentada utilizada en labores de inspección en línea, diseñada para realizar inspecciones de geometría o de pérdida de metal.

Inspección En Línea (ILI): En ingles In-Line Inspection, es la inspección de la tubería desde el interior usando una herramienta ILI (también llamadas herramientas inteligentes).

Laminación: Separación interna del metal creando capas, generalmente paralelas a la superficie de la tubería.

Marraneable: En ingles pigability. Capacidad de un ducto o segmento para ser inspeccionado o limpiado con una herramienta raspa tubo o pig.

NACE: National Association of Corrosion Engineers, con sus siglas en inglés. Asociación profesional encargada de desarrollar y publicar códigos y normas, que cubren prácticas estándar, inspecciones y otros requerimientos a ser usados en el aseguramiento contra la corrosión.

Pérdida de metal: Anomalía de la tubería en donde el metal ha sido removido. Es el resultado generalmente de la corrosión o de un daño mecánico.

Pruebas no destructivas: Proceso que involucra inspección, prueba o evaluación del material o componentes de la tubería, para detectar discontinuidades, anomalías o problemas en la misma sin llegar a perjudicar su integridad.

Ruptura: Desgarro o fractura instantánea del material de la tubería que causa fugas de gas.

Sistema: Infraestructura completa de cualquier operador o grandes porciones de esa infraestructura que tengan puntos de inicio y llegada definidos.

Soldadura circunferencial: Soldadura ubicada en las uniones en los extremos de la tubería o en alguno de sus componentes.

Soldadura de costura: Soldadura longitudinal o en espiral en la tubería, que se realiza en la etapa de fabricación de la misma.

Trampa de lanzamiento: Equipo usado para introducir una herramienta de inspección en una tubería presurizada.

Ultrasónico: Sonido de alta frecuencia. Técnica de inspección que se utiliza para determinar el espesor de pared y/u otros defectos de la tubería.

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LA HERRAMIENTA ADECUADA EN LA INSPECCIÓN Y LIMPIEZA INTERIOR DE GASODUCTOS*

AUTOR: GERARDO ZAMBRANO PERDOMO**

PALABRAS CLAVE: INTEGRIDAD, GASODUCTO, MANTENIMIENTO, INSPECCIÓN, MARRANEABLE, RASPADOR, GAS, TRANSPORTE, METODOLOGÍA.

DESCRIPCIÓN:

Durante el transporte de gas, es importante mantener la integridad del gasoducto y del fluido que transporta, lo cual se puede lograr a través de inspecciones y limpiezas programadas; así, todo sólido o fluido que afecte el proceso de transporte debe ser eliminado del interior de la tubería. En el caso de que el ducto presente daños irreparables, es necesario realizar las correcciones que permitan controlar y/o solucionar el problema.

Problemas operacionales como fatiga y ruptura del material del gasoducto, fugas de gas o disminución en la producción, desencadenan en pérdidas económicas, daños en equipos y/o lesiones a trabajadores. De acuerdo a lo anterior, se hace inevitable el uso de herramientas que permitan dar apoyo a dichas actividades de mantenimiento y limpieza.

Este documento presenta una metodología de tipo cualitativo, que permite dar apoyo en la correcta selección de la herramienta de limpieza y mantenimiento interior de gasoductos. Basada en la recolección de información de manuales, normas técnicas o bibliografía académica, se analizan los principales factores y procesos que inciden en el correcto funcionamiento del gasoducto y a su vez se caracterizan las principales herramientas de limpieza e inspección interna. Finalmente, se diseña un flujo de trabajo que permite dar soporte en la identificación de la mejor herramienta de acuerdo a los requerimientos operativos y de integridad del gasoducto.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería del Gas.

ABSTRACT

TITLE:

METHODOLOGY FOR SELECTION OF APPROPRIATE TOOL IN THE INTERNAL INSPECTION AND CLEANING OF GAS PIPELINES*

AUTHOR:

GERARDO ZAMBRANO PERDOMO**

KEYWORDS:

INTEGRITY, GAS, MAINTENANCE, INSPECTION, PIGABILITY, SCRAPER, PIG, PIPELINE, METHODOLOGY.

DESCRIPTION:

During gas transportation, it is important to maintain the integrity of the gas pipeline and the fluid it transports, which can be achieved through scheduled inspections and cleanups; thus, any solid or fluid that affects the transport process must be removed from the inside of the pipe. In the event that the pipeline has irreparable damage, it is necessary to make the reparations that may control and / or solve the problem.

Operational problems such as fatigue or rupture of the gas pipeline material, gas leaks or a decrease in production, can result in trigger economic losses, damage to equipment and / or injure workers. In such instances, the use of tools to support such maintenance and cleaning activities is inevitable.

This document presents a methodology of qualitative type, that support the selection of suitable tool for cleaning and maintenance of the gas pipelines. Based on the collection of information from manuals, technical standards and academic bibliography, the main factors and processes that affect the correct operation of the gas pipeline are analyzed, as well as the main cleaning and internal inspection tools. Finally, a workflow is designed to provide support in the identification of the best tool according to the operational and integrity requirements of the pipeline.

* Monograph.

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería del Gas.

Director: M.Sc. Ernesto Calderón Carrillo.

INTRODUCCIÓN

El transporte gas a través de ductos, es uno de los principales procesos en la cadena de valor del gas natural. Las condiciones en las que el gas es transportado, pueden generar deposición de sólidos o líquidos que afectan considerablemente el escenario interno del gasoducto, llegando a presentarse problemas de pérdida de metal y agrietamiento en el material de la tubería, afectando las condiciones operativas del proceso y poniendo en riesgo la integridad del sistema de transporte.

Debido a lo anterior, es importante someter el gasoducto a mantenimientos preventivos que permitan evitar o disminuir los problemas que afecten su integridad; una de las formas es usando herramientas para la limpieza e inspección interna del ducto. La correcta selección de estas herramientas permite darle una solución óptima a los posibles problemas que se presenten en la tubería.

El presente trabajo, propone una metodología de tipo cualitativo para la correcta selección de la herramienta de limpieza y mantenimiento interior de gasoductos, además por medio de la recolección de información de manuales, normas técnicas o bibliografía académica se analizan los principales factores y procesos que inciden en el correcto funcionamiento del gasoducto y a su vez se caracterizan las principales herramientas de limpieza e inspección interna; de este modo, se diseña un flujo de trabajo que permite dar soporte en la identificación de la mejor herramienta de acuerdo a los requerimientos operativos y de integridad del gasoducto.

1. GENERALIDADES DEL GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentran en estado gaseoso, compuesto principalmente por metano (más del 90% aproximadamente); además, puede contener pequeñas cantidades de etano, propano, butano y otros hidrocarburos más pesados, también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua, los cuales son considerados comercialmente como impurezas¹.

1.1. ASPECTOS GENERALES DEL GAS NATURAL

El gas natural se encuentra, como el aceite, en yacimientos en el subsuelo y de acuerdo a factores como su composición, sus características fisicoquímicas o el ambiente donde se formó o se encuentra almacenado, se puede clasificar de diferentes maneras; de este modo, no existe un solo “tipo” de gas natural y es valioso e importante caracterizarlo de manera correcta para así desarrollar una estrategia apropiada de explotación y producción.

1.1.1. Clasificación de los yacimientos de gas. Generalmente, si la temperatura del yacimiento es mayor a la temperatura crítica del sistema de hidrocarburos, el yacimiento es clasificado como un yacimiento de gas natural. Un yacimiento de gas natural puede ser clasificado con base en sus fases y según las condiciones en el yacimiento, de esta manera²:

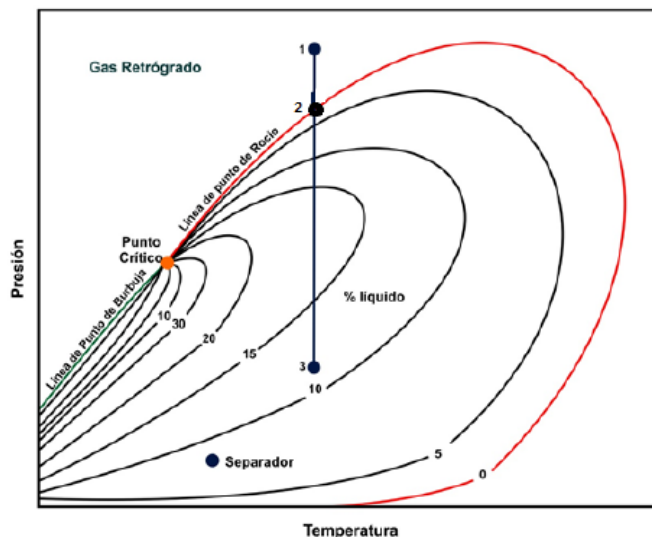
¹ PEMEX, Petróleos Mexicanos. Gas Natural. [En Línea]. 2015.

² PARRA, Ricardo. Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos. Neiva. 2008. Primera Edición. p. 62.

1.1.1.1. Yacimientos de gas condensado retrógrado. Un yacimiento donde sus fluidos son de gas condensado retrógrado, es aquel en donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentérmica. La figura 1 muestra el diagrama de fases de un gas retrógrado, donde se puede observar que inicialmente, en el yacimiento, el gas retrógrado está totalmente en fase gaseosa (Estado 1). Cuando el yacimiento comienza a producir, la presión cae y el gas retrógrado alcanza las condiciones del punto de rocío (Estado 2). A medida que la presión sigue disminuyendo, se comienza a formar líquido libre en el yacimiento (Estado 3); este líquido que se forma allí no puede ser producido y forma bancos de condensados, los cuales generan un daño de formación, afectando la producción de gas.

Durante algún punto, el líquido deja de aumentar y comienza a disminuir; finalmente, a condiciones que probablemente no se alcancen en un yacimiento sino en laboratorio, el líquido condensado comienza de nuevo a evaporarse.

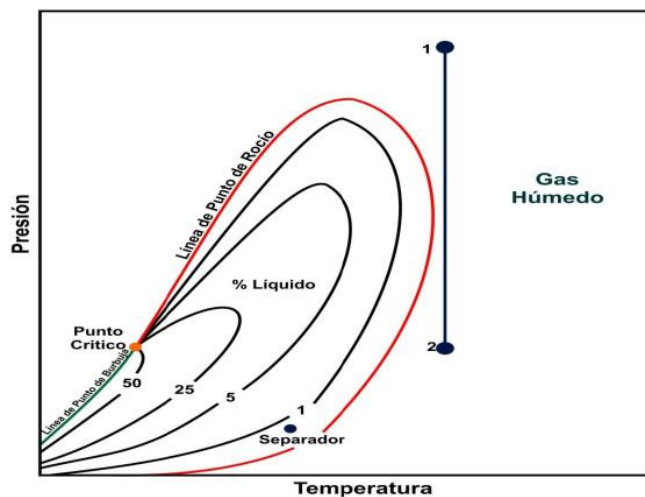
Figura 1. Diagrama de fases de un gas retrógrado.



Fuente: McCcain, W. D. Jr. The properties of petroleum fluids. PennWell Books. Tulsa. 1990. p. 154.

1.1.1.2. Yacimientos de gas húmedo o gas rico. Es el yacimiento donde su temperatura es superior a la temperatura cricondentérmica; debido a esto, los fluidos en el yacimiento siempre estarán en la región de la fase de gas mientras la presión del yacimiento comienza a caer (Figura 2, estado 1 a estado 2). Sin embargo, durante la producción del yacimiento a condiciones de separador, el gas entra en la región de dos fases produciendo líquido en superficie.

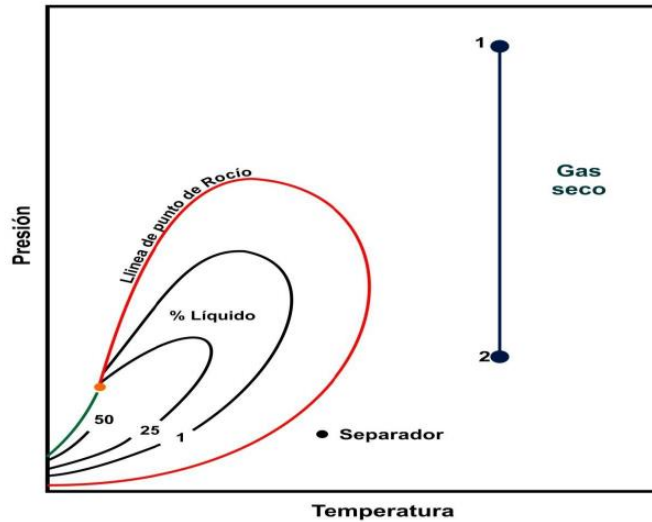
Figura 2. Diagrama de fases de un gas húmedo o rico.



Fuente: McCain, W. D. Jr. The properties of petroleum fluids. PennWell Books. Tulsa. 1990. p. 157.

1.1.1.3. Yacimientos de gas seco o gas pobre. Es el tipo de yacimientos donde el gas no contiene ningún tipo de moléculas pesadas que permita la condensación de líquido durante su producción. En este tipo de yacimientos, el gas está compuesto principalmente por metano y el único líquido asociado con este es el agua. Como se muestra en la figura 3, la mezcla de hidrocarburos existe como fase gaseosa desde el yacimiento hasta en superficie (ver isoterma que va desde el estado 1 hasta el estado 2).

Figura 3. Diagrama de fases de un gas seco o pobre.



Fuente: McCain, W. D. Jr. The properties of petroleum fluids. PennWell Books. Tulsa. 1990. p. 154.

Una tabla comparativa donde se muestra las principales características en la clasificación de yacimientos de gas natural se muestra a continuación.

Tabla 1. Rango y características del gas en los diferentes tipos de yacimientos de gas.

Característica	Gas condensado retrógrado	Gas húmedo o rico	Gas seco o pobre
Relación gas-condensado, PCS/BS	8000-70000	60000-100000	> 100000
Gravedad API del condensado	> 50	> 60	-
Color del condensado en el tanque	Amarillo incoloro	Incoloro	-
Factor volumétrico del condensado, BY/BS	> 2	-	-

Característica	Gas condensado retrógrado	Gas húmedo o rico	Gas seco o pobre
Composición del C1 y C7+ fluido original, fracción molar.	C7+ ≤ 12.5% C1 > 60%	GPM > 3	C1 > 90% C5+ < 1%
Temperatura típica del yacimiento, °F	~250	~180	~150
Rango de presión típica del yacimiento, psia	2500-7000	2000-5000	1500-2500

Fuente: Core Laboratorios Inc. Phase Behavior of Hydrocarbon Reservoir Fluids. Bogotá. 1996. p. 3-15.

Fuente: Ahmed, Tarek. Hydrocarbon Phase Behavior. Gulf Publishing Company. Texas. 1989. p. 21-33.

Fuente: Smith, Charles R. Tracy, GW. Applied Reservoir Engineering Ogc Publications Applied. Tulsa. 1992. p. 66-72.

1.1.2. Cadena de valor del gas natural. Por cadena de valor del gas natural, se puede entender la identificación de los procesos o etapas que permiten la transformación física del gas o que impactan la disposición final del mismo; es decir, la caracterización del camino que recorre el gas desde que se encuentra en el yacimiento hasta que llega al consumidor. Generalmente el gas pasa por cuatro etapas principales, las cuales se describen de forma general a continuación.

1.1.2.1. Exploración. Debido a que el gas se encuentra acumulado bajo el subsuelo en formaciones geológicas, es importante caracterizar el yacimiento a través de las propiedades petrofísicas de las rocas que lo conforman. La exploración permite la identificación y localización, por medio de diferentes métodos, de las áreas en las cuales se podría encontrar las formaciones que contengan hidrocarburos³.

La fase de exploración puede incluir estudios cartográficos, sondeos de exploración y/o estudios geofísicos; lo anterior, teniendo en cuenta si la exploración que se va a realizar es de tipo terrestre (*on shore*) o marítima (*off shore*). Los estudios geofísicos son los más utilizados y pueden realizarse a través de diferentes métodos, los cuales permiten deducir la estructura geológica del subsuelo a través de la distribución de alguna propiedad física del suelo; dentro de los métodos a los que más se recurren durante la etapa de la exploración, por medio de la prospección física, se cuentan los siguientes⁴:

- **Métodos sísmicos.** Estos métodos permiten determinar la profundidad de la roca de interés, la caracterización de la estratigrafía y geometría del suelo, la localización de cualquier acuífero existente, además del cálculo de los parámetros geomecánicos del subsuelo a partir de velocidades de onda (P y S).

Los datos se obtienen al generar ondas sísmicas por medio de explosivos o camiones con grandes martillos, las cuales viajan desde la superficie, atraviesan el subsuelo y rebotan de acuerdo a las propiedades físicas de la masa que recorre, lo anterior se conoce como reflexión; estas ondas son captadas de nuevo en superficie por herramientas llamadas geófonos.

³ ECOPETROL. Cadena de valor del gas natural, exploración en la tierra. [En Línea]. 2015.

⁴ GONZÁLEZ DE VALLEJO, Luis I., et al. Ingeniería geológica. Pearson Educación, 2002.

- **Métodos geoelectricos.** Permiten la caracterización del suelo por medio del estudio de la distribución de resistividades eléctricas o conductividades. Se utiliza para determinar la estratigrafía del suelo, detectar cavidades, fracturas, cuerpos de agua subterránea, investigar depósitos de minerales, entre otros.

Los datos son obtenidos a través de técnicas como el sondeo eléctrico vertical, la tomografía eléctrica, el TEM, la magnetoteluria y la utilización de bobinas electromagnéticas.

- **Métodos gravimétricos.** Este método consiste en la medición de la atracción gravitacional que la tierra ejerce sobre una masa determinada a través de una herramienta llamada gravímetro. Dicha medición permite el estudio de la geometría de las cuencas sedimentarias y la evaluación de la roca de interés que existe en el subsuelo.

- **Métodos magnéticos.** Es uno de los métodos más antiguos en la exploración de petróleo y gas; se basa en el estudio de las propiedades magnéticas que presenta la tierra, permitiendo la caracterización de la geografía de interés por medio de la cartografía.

1.1.2.2. Perforación. Después del análisis de todos los datos recolectados en el proceso de exploración y si los resultados son favorables para una posible extracción de hidrocarburos, se procede a perforar pozos exploratorios que permiten corroborar de manera definitiva la existencia de petróleo y/o gas natural. De acuerdo al tipo de yacimiento y a sus condiciones geológicas, se perforan pozos verticales, horizontales o en forma direccionada.

La metodología, en general, que se aplica a la perforación de pozos en un yacimiento de hidrocarburos consiste en penetrar capas terrestres utilizando un

conjunto de equipos y herramientas llamado taladro de perforación o *rig*, en donde una broca unida a una serie de tuberías, soportadas por una torre de perforación, penetran en el subsuelo de forma giratoria gracias a un sistema rotatorio convencional o a un *top drive*. Durante la perforación se utilizan fluidos (comúnmente llamados lodos), los cuales tienen como función limpiar de recortes el fondo del pozo, refrigerar la broca, dar soporte a las paredes del pozo y controlar las presiones de formación.

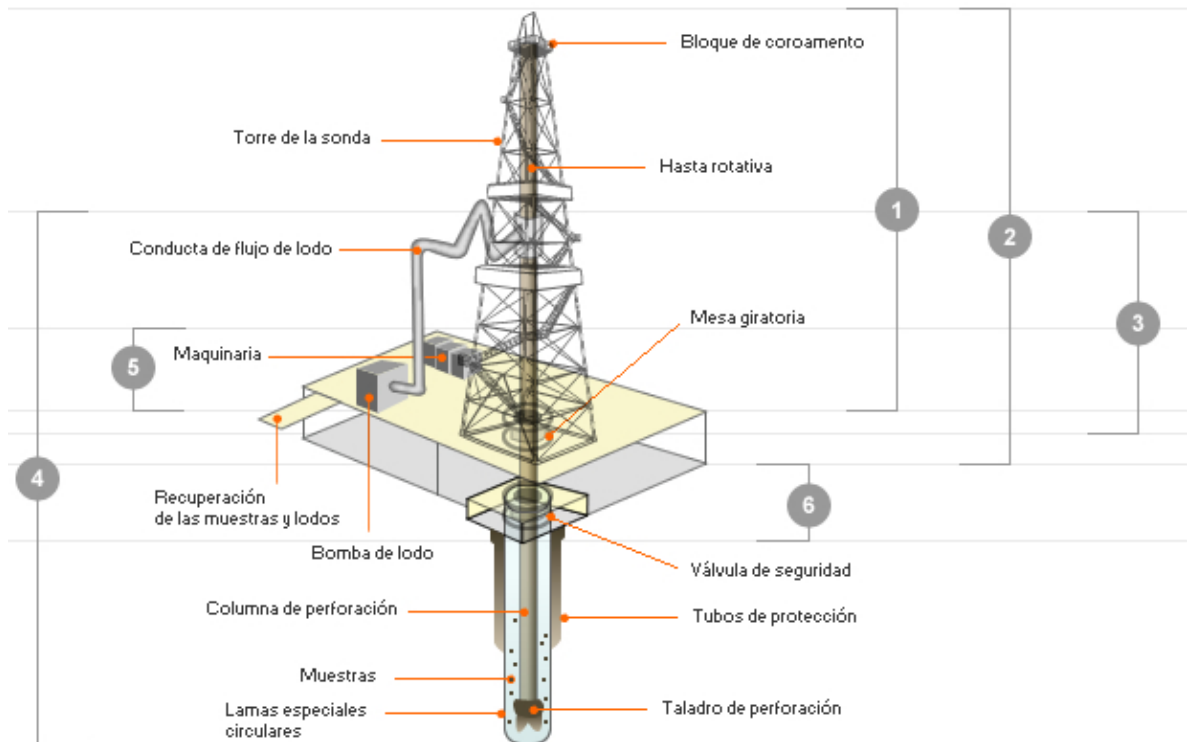
En la figura 4 encontramos el esquema general de los sistemas que conforman la perforación de pozos de petróleo y gas. Dentro de los sistemas más importantes tenemos⁵:

- Sistema de apoyo a las cargas: sostiene la columna de perforación y las tuberías de protección (revestimiento, *casing*). (Numeral 1)
- Sistema de manejo de carga: a través de cables, permite el movimiento de la columna de perforación y tubería de revestimiento. (Numeral 2)
- Sistema de rotación: induce la rotación del taladro, lo que ayuda a perforar la formación. (Numeral 3)
- Sistema de circulación: permite el movimiento y el tratamiento de fluidos de perforación. (Numeral 4)
- Sistema de generación y transmisión de energía: la energía proviene de motores de gasóleo o de energía eléctrica, activando todos los equipos de la sonda. (Numeral 5)

⁵ GALP. Perforación. [En Línea]. Recuperado el 28 de marzo de 2018.

- Sistema de seguridad del pozo: permite el seguimiento y el cierre del pozo, cuando ocurre un flujo no deseable en la formación del pozo. (Numeral 6)

Figura 4. Diagrama general de los sistemas de perforación de pozos de petróleo y gas



Fuente: GALP. En Línea. Recuperado el 28 de marzo de 2018

1.1.2.3. Tratamiento y procesamiento. De acuerdo a las propiedades del yacimiento se procede a la extracción de gas. Diferentes métodos son utilizados para extraer el gas natural desde el subsuelo, aunque generalmente debido a la condición física en la que se encuentra el yacimiento (altas presiones), el gas tendrá flujo natural; por el contrario, si la presión de yacimiento no es alta o dicho yacimiento ya está muy depletado, se deberán usar herramientas como compresores o métodos más complejos para la extracción.

Cuando el gas alcanza la superficie, se debe tratar y/o procesar de acuerdo a las características que allí tenemos del fluido, pues para cada yacimiento la composición de su gas es única; de este modo, se debe establecer el tratamiento adecuado para lograr de esta manera cumplir con los requerimientos exigidos en el transporte o disposición final.

Después de una separación inicial del líquido, que puede estar en forma libre, se procede a realizar el tratamiento del gas, el cual consiste principalmente en la remoción de impurezas como el agua, tanto en fase líquida como vapor (deshidratación) y de los contaminantes ácidos como el H₂S y el CO₂ (endulzamiento). Las principales características de los tratamientos y sus principales métodos se describen a continuación.

- ***Deshidratación.*** El agua es el contaminante más común de los hidrocarburos y por eso el tratamiento de deshidratación consiste en la remoción de dicho vapor de agua del caudal del gas, para así cumplir con las condiciones de venta del mismo. Entre las principales razones por las cuales es importante realizar la deshidratación se encuentran⁶:
 - a. Para prevenir la formación de hidratos: el agua líquida y el gas natural pueden formar hidratos bajo ciertas condiciones (gas en o por debajo del punto de burbuja, bajas temperaturas, altas presiones). Estos hidratos pueden taponar equipos y tuberías, disminuyendo el flujo de gas y causando problemas operativos.
 - b. Para prevenir problemas de corrosión: gases ácidos presentes en el gas (CO₂ y H₂S principalmente) tienden a disolverse y disociarse en la fase

⁶ AAL, Abdel y AGGOUR, Mohamed. Petroleum and gas field processing. New York, United States.: Marcel Dekker, Inc. 2003. p. 302.

acuosa, formando una solución ácida la cual llega a ser extremadamente corrosiva para tuberías de acero al carbono.

- c. Para cumplir con requerimientos de transporte por tubería y comercialización: la presencia de agua puede causar problemas en las líneas de transporte o en equipos como compresores; por eso de acuerdo a la reglamentación de cada país, se deben cumplir con requisitos mínimos para que el gas pueda ser puesto en línea por tubería.

Debido a los problemas que conllevan la presencia de agua en el flujo de gas, se hace necesario retirarla mediante métodos de deshidratación; los más usados en la industria se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Métodos de deshidratación

Método	Descripción	Sustancia usada
Absorción	Se remueve el vapor de agua que hay en el gas por medio del contacto con un desecante líquido.	Glicoles: MEG, DEG, TEG
Adsorción	Se remueve el vapor de agua que hay en el gas por medio del contacto con un desecante sólido.	Gel de sílice, tamiz molecular, alúmina.
Tecnología Twister	Se utiliza un dispositivo compacto y tubular llamado separador twister supersónico, que mediante procesos físicos, condensa y separa agua e	

Método	Descripción	Sustancia usada
	hidrocarburos del gas natural.	
Delicuescencia	Se usan sales de metales alcalinotérreos para secar el gas.	Cloruro de calcio, cloruro férrico, cloruro de magnesio, cloruro de zinc, carbonato de potasio, hidróxido de sodio.
Expansión-Refrigeración	Se hace pasar el gas por un reductor de presión, lo que permite la condensación del agua debido al efecto Joule Thomson.	
Permeación del gas	Se realiza mediante la difusión del gas a través de membranas.	

Fuente: Ribón, Helena; Santos, Nicolás; Ortiz, Olga. Métodos de deshidratación de gas natural. Bucaramanga. Revista Fuentes: el reventón energético. Vol 8. 2010. p. 55-64.

- **Endulzamiento.** El gas natural, generalmente, contiene algunas impurezas como el ácido sulfhídrico (H₂S), el dióxido de carbono (CO₂) y otros componentes del azufre como los mercaptanos, los cuales deben ser removidos para prevenir problemas de corrosión y/o cumplir con los requerimientos de venta del comprador.

El proceso de endulzamiento es importante debido a las siguientes razones⁷:

⁷ Ibid., p. 268.

- a. Peligro a la salud: el H₂S es altamente tóxico y en muchas ocasiones no es detectada su presencia a tiempo; exponerse a concentraciones por encima de los 500 ppm puede causar problemas respiratorios y en minutos la muerte y a concentraciones por encima de los 1000 ppm, la muerte es inmediata.
- b. Para cumplir con requerimientos de transporte por tubería y comercialización: el transporte de gas ácido puede causar problemas en las líneas de transporte, por consiguiente se debe reducir o eliminar la presencia de estos contaminantes para cumplir con las especificaciones de compra.
- c. Problemas de corrosión: las tasas de corrosión dependen de la temperatura y de la cantidad de CO₂ presente en el gas; adicionalmente, la presencia de H₂S puede causar fragilidad en el metal.

Hay muchos procesos para el endulzamiento del gas natural, entre los más importante y utilizados se clasifican de la siguiente manera:

Tabla 3. Métodos de endulzamiento

Método	Descripción	Sustancia usada
Adsorción	Se remueven los contaminantes por medio de la utilización de un lecho sólido.	Esponja de hierro, óxido de zinc, tamiz molecular.
Solventes químicos	Se remueven los contaminantes por medio del contacto de solventes químicos (aminas). Este	Monoetanol amina (MEA), Diglicol amina (DGA), Dietanol amina (DEA), Di-isopropanol

Método	Descripción	Sustancia usada
	<p>método es usado para la remoción de grandes cantidades de H₂S y CO₂ y los solventes son regenerados.</p>	<p>amina (DIPA), Metildietanol amina (MDEA), Trietanol amina (TEA).</p>
<p>Solventes físicos</p>	<p>Se remueven los contaminantes por medio del contacto con solventes físicos. Son más usados en la remoción de CO₂ y los solventes son regenerados.</p>	<p>Sulfinol, selexol, rectisol.</p>
<p>Conversión directa de H₂S en azufre</p>	<p>Por medio de procesos y reacciones térmicas catalíticas se convierte el H₂S en azufre elemental.</p>	<p>Entre los procesos más utilizados para la conversión están el Stretford, el Sulferox LOCAT y el Claus.</p>
<p>Membranas</p>	<p>La remoción de los contaminantes ácidos se realiza a través de membranas; la separación se logra aprovechando las ventajas de las diferencias de afinidad/difusividad. Este método es utilizado para altas concentraciones de CO₂.</p>	<p>Normalmente se utilizan membranas permeables.</p>

Fuente: AAL, Abdel y AGGOUR, Mohamed. Petroleum and gas field processing. New York, United Stated.: Marcel Dekkel, Inc. 2003. p. 302.

Luego de que el gas natural es tratado y de acuerdo a su composición, se procede a recuperar líquidos valiosos como el etano, el propano, el butano y compuestos más pesados, estos pueden fraccionarse como un componente puro o venderse como una mezcla de líquidos (como los gases licuados del petróleo o GLP). Entre los procesos utilizados en el recobro de líquidos de gas natural se encuentran la absorción (usando desecante líquido como aceite pobre), la adsorción (usando desecante sólido), la refrigeración (mecánica, Joule Thomson o turboexpander), la tecnología Twister y la permeación de gas (usando membranas permeables).

1.1.2.4. Transporte y distribución. Desde los sistemas de producción, el gas es transportado a través de gasoductos mediante una diferencial de presión controlada por una serie de compresores instalados en la línea de gas natural, los cuales garantizan una presión de suministro constante y aseguran el flujo continuo del gas a través de todo el sistema, evitando pérdidas de presión en la tubería y en los diferentes accesorios.

El gas es transportado hasta la estación de medición y regulación, llamada también *City Gate*, para luego ser entregado (también por ductos) a centrales de generación eléctrica, plantas industriales, plantas de gas natural comprimido (GNC), estaciones de gas natural vehicular (GNV) y redes primarias y secundarias llamadas redes de distribución.

Otro sistema de transporte de gas natural es el uso de los buques metaneros, en donde el gas se lleva en estado líquido y es entregado en estaciones regasificadoras para su distribución; este sistema de transporte se usa cuando las distancias son bastante amplias entre el punto de producción y el de consumo.

El transporte de gas también se puede realizar a través de los llamados gasoductos virtuales, en donde se utilizan vehículos (tipo camión) acondicionados para este fin; este sistema de transporte se utiliza para abastecer zonas pequeñas, en donde no se justifica la construcción de un gasoducto. El gas transportado por gasoductos virtuales se comprime a presiones por encima de 200 bares y se descomprime en estaciones cercanas a la zona de interés para luego distribuirlo.

1.1.3. Cadena de valor del gas natural en Colombia. El gas natural es la segunda fuente de energía que más se consume en Colombia⁸, que viene creciendo año tras año de acuerdo a las necesidades de consumo que cada vez son más altas. El panorama del gas natural en Colombia se describe a continuación, de acuerdo a cada una de las etapas en la cadena de valor.

1.1.3.1. Exploración y reservas. A pesar de que las cifras en la etapa de exploración y reservas durante los últimos años se han visto afectadas por la caída en los precios del petróleo, como se puede observar en la tabla 4 (en el 2016 se perforaron solamente 21 pozos A3, es decir 110 pozos menos que en el 2012); para finales de noviembre de 2017, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) confirmó que se habían perforado 50 pozos A3, es decir un 150% más que los perforados en el año 2016. Lo anterior muestra una clara tendencia de cambio en las actividades exploratorias del país a pesar de las dificultades en el mercado de precios de la industria del petróleo y gas.

⁸ BP Statistical Review of World Energy. Londres. June, 2017. p. 9.

Tabla 4. Actividad exploratoria Colombia

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Pozos A3	131	115	113	25	21	50
Sísmica 2D -kms equivalentes	18205	28529	40473	32682	39767	973288

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por otra parte, las reservas totales de gas natural del país se redujeron en un 38% (3263 Gpc) en el periodo 2012-2016 (ver tabla 5); lo anterior, debido a que los hallazgos de nuevas reservas fue mínimo por la disminución en las actividades exploratorias.

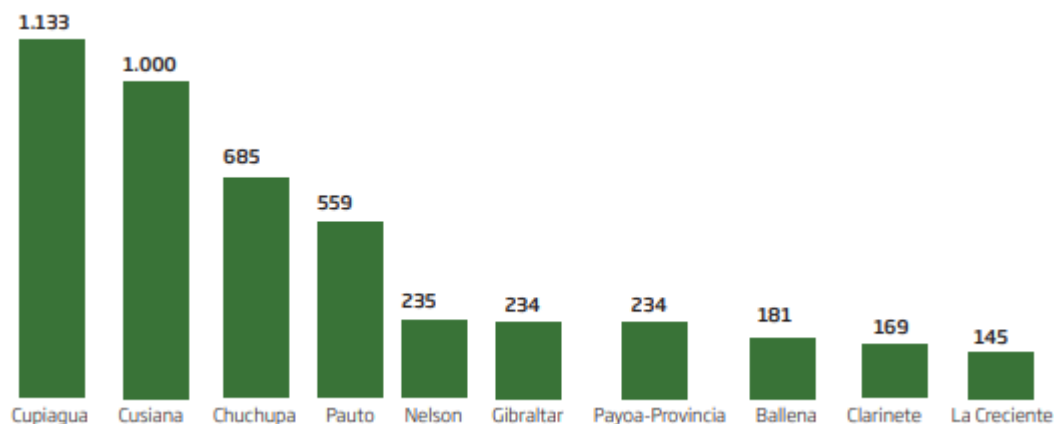
Tabla 5. Reservas de gas natural en Colombia - Gpc

Tipo	2012	2013	2014	2015	2016
Probadas	5720	5508	4759	4361	4024
Probables y Posibles	2864	3068	1156	1082	1297
Total reservas	8584	8576	5915	5443	5321

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH y UPME

Los campos que más contribuyen al número de reservas totales son los siguientes:

Figura 5. Reservas totales de gas natural en los principales campos al 2016



Fuente: Tomado del Informe del sector gas natural 2017. XVIII edición. Promigas. p. 44.

1.1.3.2. Producción y suministro. En cuanto a la producción nacional de gas natural es notoria la disminución en cuencas como la de La Guajira, pues la producción en el año 2016 fue solamente de 125 Gpc; es decir, un 57% menos que en el año 2012 (220 Gpc)⁹. La producción fiscalizada en los últimos años se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Producción fiscalizada - Gpc

Cuenca	2012	2013	2014	2015	2016
Llanos Orientales	735	735	684	634	678
La Guajira	220	219	187	160	125
Valle del Magdalena	78	78	74	69	82
Superior	19	16	15	11	12
Medio	31	32	30	27	27
Inferior	29	29	29	31	43

⁹ PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2017. Cifras 2016, edición VXII. Colombia. 2017. p. 45.

Putumayo	6	8	8	8	6
Catatumbo	2	1	2	2	2
Cuencas menores	2	3	3	3	11
Total	1043	1044	958	876	904

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, ACIPET, Ministerio de minas y energía.

Según la tabla anterior, el principal aporte de gas natural está dado por los campos Cusiana, Cupiagua y Guajira y un importante aumento, desde el 2015, en la producción de los campos del Valle Inferior del Magdalena principalmente Nelson, Bonga y Mamey. Aproximadamente, un 28% de la producción de gas natural lo aportan las importaciones de Ecopetrol y de Petromil desde Venezuela¹⁰.

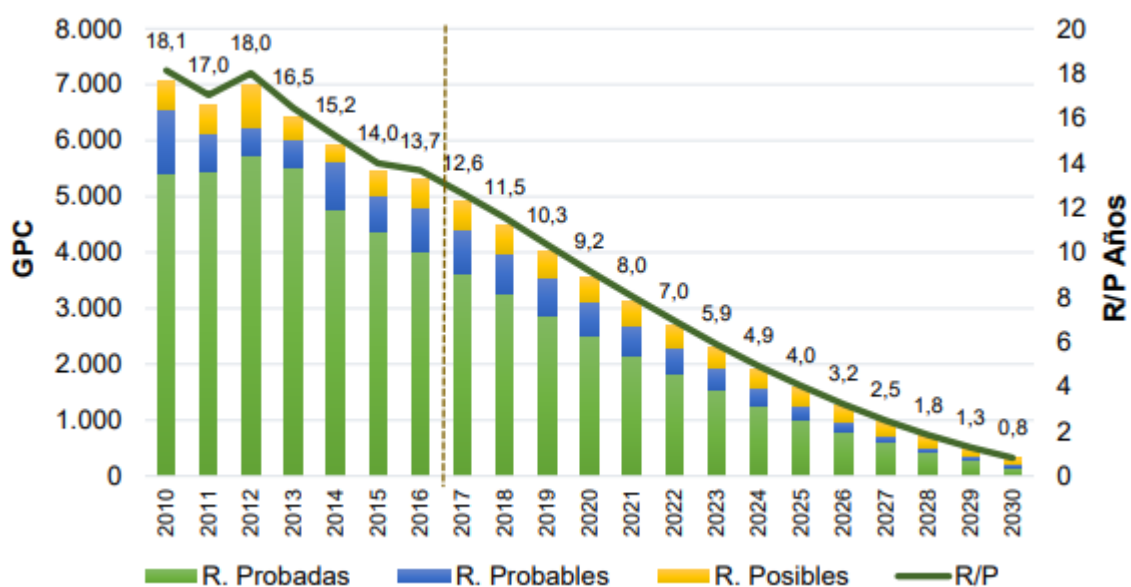
Para el año 2017¹¹, la máxima capacidad de producción con oferta nacional ocurrió en diciembre del mismo año (incluyendo el potencial de producción de SPEC y cantidades importadas para la venta); es decir, unos 1457 GBTUD de producción nacional, 400 GBTUD de SPEC y 227 GBTUD de las cantidades importadas disponibles para la venta.

Por otro lado, según la UPME y de acuerdo a cifras expuestas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, se estima una relación de reservas-producción de gas a 2018 de 11.5 años, valor que se reduce a 4 años en 2025 y a un año en 2029.

¹⁰ Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Balance de gas natural 2017. Colombia. p. 7.

¹¹ Ibid., p. 14.

Figura 6. Curva de producción de reservas



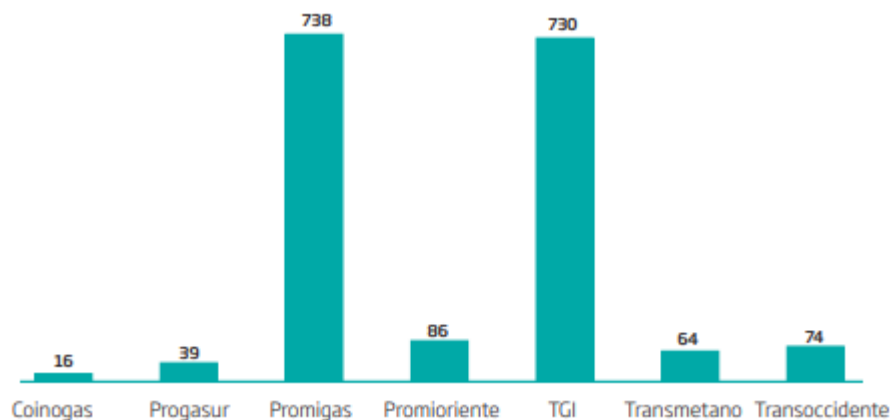
Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Balance de gas natural 2017. p. 7.

1.1.3.3. Transporte de gas por redes y cobertura. La red gasoductos de transporte de Colombia no ha tenido una importante variación durante los últimos años, sólo la construcción del gasoducto del sur (loop San Mateo – Mamonal), realizada por Promigas en el año 2016 y con una longitud de 189.5 km en 16”, permitió conectar al Sistema Nacional de Transporte (SNT) los campos Nelson, Palmer y Arianna (65 Mpcd y explotados por Canacol) y los campos Bonga y Mamey (35 Mpcd y explotados por Hocol)¹².

Los criterios generales para determinar la capacidad máxima de los gasoductos están reglamentados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, mediante la resolución Creg 126 de 2010. Hacia el 2016, la capacidad máxima de mediano plazo que se tenía de los gasoductos se muestra en la figura 7.

¹² Ibid., p. 50.

Figura 7. Capacidad máxima de mediano plazo a 2016 - Mpcd



Fuente: Tomado del Informe del sector gas natural 2017. XVIII edición. Promigas. p. 50.

De acuerdo a los datos generados por cada empresa encargada del gasoducto, los cuales fueron recopilados y presentados en el Informe del sector gas natural realizado por Promigas¹³, el volumen transportado por cada gasoducto (a 2016) se encuentran registrados en la tabla 7.

Tabla 7. Volumen de gas transportado - Mpcd

Empresa	2012	2013	2014	2015	2016
Coinogas	3	5	5	5	6
Progasur	17	17	19	19	20
Promioriente	34	28	51	52	58
TGI	422	454	494	523	500
Transmetano	45	46	49	51	50
Transoccidente	36	47	50	50	43
Promigas	322	390	368	331	339
Total	880	987	1036	1032	1017

Fuente: Tomado del Informe del sector gas natural 2017. XVIII edición. Promigas. p. 50. Modificado.

¹³ Ibid., p. 50.

En el tema de la cobertura de gas natural, desde el año 2012 hasta el año 2016 se conectaron 183 nuevos municipios, en mayor medida gracias a las estrategias planteadas por las empresas y por el gobierno mediante la financiación de proyectos a través del Sistema General de Regalías. Así mismo, durante el año 2016, se presentaron las siguientes cifras¹⁴:

- a. Cuatro departamentos tienen el 100% de cobertura de gas natural de sus cabeceras municipales: Atlántico, Córdoba, La Guajira y Magdalena.
- b. En siete departamentos (Santander, Cauca, Putumayo, Norte de Santander, Guaviare, Caquetá y Nariño), el cubrimiento de sus cabeceras municipales con gas natural no sobrepasa del 50%; y en donde los últimos tres anteriormente mencionados, sólo tienen gas sus capitales.
- c. El cubrimiento total con gas natural, a 2016, en los municipios de Colombia fue del 66%.

¹⁴ Ibid., p. 51.

2. TRANSPORTE DE GAS POR TUBERÍA

Aunque el uso comercial de los hidrocarburos es relativamente reciente; en China, alrededor del año 500 A.C se usaban tuberías rústicas hecha de bambú para transportar el gas que se filtraba a la superficie y también para transportar agua potable de un lugar a otro. A través de los años, las técnicas para transportar gas fueron avanzando debido a las necesidades de consumo de la población y ya en el siglo XX el transporte por largas distancias fue posible. En Estados Unidos, por ejemplo, entre los años 1927 y 1931 se construyeron más de diez grandes sistemas de transmisión de gas de más de 300 kilómetros de longitud.

Debido a los grandes descubrimientos y a la explotación de grandes yacimientos de gas en diferentes partes del mundo (especialmente en Europa occidental y Rusia), las tecnologías y las prácticas en el transporte de gas fueron mejorando paulatinamente hasta llegar a ser lo que son hoy.

2.1. GENERALIDADES

La recolección, transporte o distribución del gas se puede realizar a través de gasoductos, los cuales se definen como las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales se mueve el gas, incluyendo tuberías, válvulas, accesorios, bridas (incluyendo el empernado y las empaquetaduras), reguladores, amortiguadores de pulsación y otros accesorios instalados en la tubería¹⁵.

Entre los principales componentes de un gasoducto se encuentran:

¹⁵ The American Society of Mechanical Engineers – ASME. Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas – ASME B 31.8. New York. 1999. p. 12.

- a. Sistema de tubería: son todas aquellas líneas, con sus respectivos accesorios, que permiten el transporte, distribución y/o recolección del gas natural.
- b. Medidores: permite el monitoreo de diferentes variables del gas transportado.
- c. Reguladores: dispositivos o equipos instalados para reducir automáticamente y regular la presión en el gasoducto de aguas abajo o línea principal a la que esté conectada.
- d. Estación de alivio: equipo instalado para ventear gas de un sistema, en caso de que la presión del gas exceda un límite predeterminado.
- e. Válvulas: dispositivos que regulan y controlan el flujo de gas a través de un sistema.

El diseño, instalación, pruebas y procedimientos de operación y mantenimiento de los diferentes componentes se describen en la norma ASME B 31.8. La norma API 5L en cambio define para el ducto la composición del material, su resistencia mecánica y el número de identificación único con el fin de lograr realizar trazabilidad.

La capacidad de transporte de los gasoductos depende del diferencial de presión entre sus extremos y de su diámetro; debido a lo anterior, para mantener una correcta circulación del caudal de gas se aumenta la presión en algunos puntos del gasoducto por medio de estaciones de compresión, lo que permite compensar las pérdidas en presión que se han producido durante el transporte. La figura 8

muestra el mapa del Sistema de Transporte de Promigas, con algunas de sus estaciones.

Figura 8. Estaciones compresoras en Sistema de Transporte de Promigas



Fuente: PROMIGAS. Manual del transportador. En línea. Recuperado el 2 de mayo de 2018.

Por ejemplo, para el caso de la estación Ballena, la cual recibe el caudal de gas de los campos Ballena y Chuchupa, se realizan en conjunto procesos de deshidratación, compresión y medición del gas. Allí dos unidades turbocompresoras de 6500 hp comprimen el gas desde 600 psig hasta 1200 psig, es decir un volumen de aproximadamente 93 MPCD por unidad.

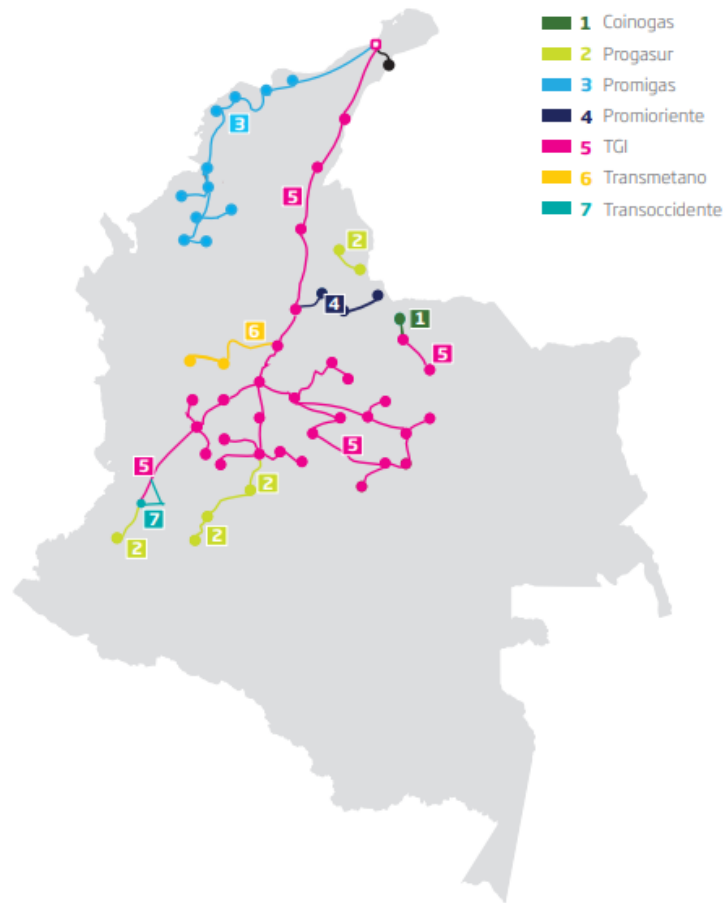
En Colombia, el gas se transporta por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT) definido por el Ministerio de Minas y Energía como “el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con

las Puertas de la Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento”¹⁶.

El SNT cuenta con 7 gasoductos principales: Coinogas, Progasur, Promigas, Promioriente, TGI, Transmetano y Transoccidente. Cada uno de los principales gasoductos cuenta con toda la infraestructura necesaria para llevar a cabo el transporte del gas de la mejor manera posible, de acuerdo a las propiedades fisicoquímicas del mismo, al caudal de producción y a las condiciones geográficas por las que debe recorrer. De igual manera, para que un gas pueda ser transportado y consumido por los usuarios de forma segura y manteniendo la integridad de los gasoductos es necesario que cumpla con las especificaciones técnicas que se han definido en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), el cual ha sido expedido por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Las especificaciones técnicas están descritas en la tabla 8.

¹⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 3531 de 2004. Artículo 1. Definiciones. Diario Oficial. Bogotá D.C., 2004, No 45715.

Figura 9. Gasoductos de Colombia



Fuente: PROMIGAS. Informe del sector gas natural 2017. Cifras 2016, edición VXII. Colombia. 2017. p. 49.

Tabla 8. Especificaciones de calidad de gas natural para transporte

Especificaciones	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	950 BTU/ft ³
Contenido de líquidos	Libre de líquidos

Especificaciones	Sistema Inglés
Contenido total de H2S máximo	0.25 grano/100PCS 4ppmv
Contenido total de azufre máximo	1.0 grano / 1000 pc
Contenido CO2, máximo en % volumen	2%
Contenido de N2, máximo en % volumen	3
Contenido de inertes, máximo en % volumen	5%
Contenido de oxígeno, máximo en % volumen	0.1%
Contenido de agua máximo	6.0 Lb/MMPCS
Máxima temperatura de entrega	120 °F
Mínima temperatura de entrega	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	0.7 granos / 1000 pc (Máximo tamaño de partículas de 15 micras)

Tomado del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT). Modificado.

2.2. FACTORES A TENER EN CUENTA EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍAS

Muchos factores deben ser considerados en el transporte de gas natural a través de ductos, de modo que se puedan obtener resultados óptimos en todo el sistema de transmisión. De acuerdo a lo anterior, los principales factores que se deben

tener en cuenta incluyen la naturaleza y volumen del fluido, las características de la tubería, entre otros que se describen a continuación.

2.2.1. Presión y temperatura. Es importante tener presente que tanto la presión como la temperatura influyen en las propiedades fisicoquímicas del gas para su transporte; de esta forma es necesario analizar su comportamiento durante los procesos, los cuales van desde el diseño del sistema de transporte hasta la optimización e integridad de los equipos utilizados, para de esta forma desarrollarlos de la mejor manera.

En el manejo de la presión y la temperatura se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a. Si se transporta un gas rico, se puede esperar condensación de sus componentes más pesados a medida que cambian los valores de presión y temperatura; lo anterior sucede cuando durante la producción y transporte por ductos, la presión cae por debajo del punto de rocío produciendo fase líquida en la tubería ocasionando pérdida de caudal y/o daños en los equipos como compresores.
- b. Cuando existe una caída de presión en el sistema de tuberías, el gas se expande y por consiguiente aumenta la velocidad, pudiendo superar los límites de la velocidad a la cual se puede realizar la operación (velocidad crítica y velocidad de erosión).
- c. La viscosidad del gas se ve afectada por los cambios de presión y temperatura pues la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de la presión. Por otro lado, un aumento en la temperatura a presiones bajas (< 1500 psi) hará incrementar la viscosidad del gas, mientras que a presiones

altas (>1500 psi) la relación entre la temperatura y la viscosidad del gas será inversamente proporcional. Sumado a lo anterior, también se debe tener en cuenta que la viscosidad también dependerá de la composición de la mezcla de gas, en donde la viscosidad será directamente proporcional a la cantidad de componentes pesados que tenga el gas¹⁷.

2.2.2. Compresibilidad del gas. Para comprender el comportamiento de los gases, los cuales son fluidos compresibles, es necesario comprender la naturaleza de una de sus propiedades llamada el factor de compresibilidad del gas; Romero, I. (2003) lo define como “uno de los parámetros que con mayor precisión es capaz de diferenciar el comportamiento de los fluidos en estado líquido del estado gaseoso”, es decir permite analizar el comportamiento de los gases a determinadas condiciones de temperatura y presión.

Es importante considerar el factor de compresibilidad del gas en los cálculos de diseño y operación en el transporte de gas por tubería, pues a pesar de que el volumen de gas natural se reporta a condiciones estándar, los parámetros de operación (presión y temperatura principalmente) cambian en diferentes tramos del gasoducto y por consiguiente también cambiará el volumen real del fluido. Adicionalmente, debido a que existen caídas de presión durante el recorrido del gas es necesario realizar etapas de compresión que permitan darle un mejor manejo al gas transportado; es allí donde se hace necesario realizar una correcta caracterización del fluido y de su capacidad de compresión, pues a una mayor compresibilidad se genera una mayor energía potencial que se transforma en energía cinética y que permite que el gas llegue a una mayor distancia a través del ducto.

¹⁷ GUO, Boyun y GHALAMBOR, Ali. Natural Gas Engineering Handbook. Houston, United Stated. University of Lousiana at Lafayette. 2005. p.17.

2.2.3. Contenido de hidrocarburos licuables. Es necesario conocer el contenido de hidrocarburos licuables del gas si se quiere satisfacer las necesidades de comercialización y de transporte por gasoductos, lo anterior se realiza por medio de la temperatura o punto de rocío máximo de hidrocarburo.

Realizar un correcto modelado del comportamiento de fases del gas a transportar, permite especificar la temperatura límite de punto de rocío (cricondentérmica); de este modo, se pueden conocer las condiciones de operación críticas en las que puede ser transportado el caudal de gas sin que vaya a condensar hidrocarburo. Adicionalmente, con una caracterización adecuada del fluido se pueden optimizar los procesos de transporte por gasoductos debido a un correcto tratamiento del gas de forma previa, en donde se pueda reducir dichas condiciones críticas en el caso de que el ambiente por donde fluye el gas no se pueda corregir.

Todo lo anteriormente mencionado permite reducir los problemas que surgen a partir de la condensación de hidrocarburos líquidos: pérdida de flujo de gas debido a taponamientos, falla en instrumentos y/o equipos, desbalance en los procesos de compresión, falla en la tubería, corrosión y un incumplimiento con las especificaciones de calidad dadas por el comprador y transportador.

2.3. PROCESOS QUE INFLUYEN EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR TUBERÍA

Durante el transporte de gas natural, se presentan fenómenos físicos y químicos que pueden afectar la integridad de los procesos; estos fenómenos, los cuales se producen por factores como las características del fluido o las condiciones operativas de los procesos, generan un impacto grave si no se previenen o se corrigen a tiempo.

2.3.1. Formación de hidratos. Los hidratos son compuestos sólidos cristalinos (con apariencia semejante al hielo), originados por la mezcla física de agua y gases livianos como el metano, el etano, el butano, el dióxido de carbono o el ácido sulfhídrico, entre otros; en condiciones particulares como bajas temperaturas y la alta presiones¹⁸. La formación de hidratos, durante el procesamiento o en sistemas de transporte de gas natural, es un problema grave el cual debe ser tenido en cuenta desde que se realiza el diseño hasta en los escenarios diarios de operación; lo anterior, permite evitar pérdidas de producción, problemas en la seguridad e integridad de personas o equipos.

Las principales condiciones que promueven formación de hidratos son las altas presiones, las bajas temperaturas y la presencia de agua libre¹⁹; debido a esto, se hace necesario desarrollar métodos predictivos y técnicas de inhibición de hidratos de gas natural. Para la predicción de formación de hidratos, por ejemplo, se usan dos métodos principales con los cuales se pueden hallar datos como la temperatura de formación de hidratos a una presión dada, la presión de formación de hidratos a una temperatura dada y la cantidad de vapor de agua saturada del gas a una presión y temperatura dada: el método analítico y el método de aproximación²⁰.

Por otro lado, la formación de hidratos se puede prevenir por medio de los siguientes métodos²¹:

¹⁸ BENITEZ, Leonel, *et al.* Determinación de las condiciones de formación de hidratos empleando Process Ecology Hydrate Application. Rosario, Argentina. AAIQ - Asociación Argentina de Ingenieros Químicos. 2013. p. 2.

¹⁹ AAL, Abdel y AGGOUR, Mohamed. Petroleum and gas field processing. New York, United Stated.: Marcel Dekkel, Inc. 2003. p. 302.

²⁰ Ibid., p. 306.

²¹ Ibid., p. 307.

- a. Control de temperatura/presión: se utiliza para aumentar la temperatura y/o disminuir la presión del sistema, por medio del uso de calentadores instalados en el cabezal del pozo o en las líneas (en donde puede haber una caída significativa de temperatura) y utilizando reguladores o *chokes* en el fondo del pozo que permitan disminuir la presión durante su recorrido por la línea, aprovechando que la temperatura en el fondo es mayor.
- b. Inyección química: se utilizan diferentes químicos (metanol o glicol) para disminuir el punto de congelamiento del agua, de este modo también se reduce o se previene la formación de hidratos.
- c. Métodos de deshidratación: como la presencia de agua libre permite la formación de hidratos, es necesario retirarla del gas antes de transportarlo por ductos; lo anterior se puede realizar por medio de métodos de deshidratación como la absorción, la adsorción, el enfriamiento por debajo del punto de rocío o por métodos de expansión refrigeración.

2.3.2. Depositación de asfaltenos. La precipitación de asfaltenos no es sólo un problema de yacimiento, sino que suele presentarse en el transporte de hidrocarburos por tubería, en las estaciones de flujo y en las instalaciones y equipos asociados a la compresión del gas natural; lo anterior se debe a que el gas arrastra componentes hidrocarburos de alto peso molecular por ineficiencia en los equipos de tratamiento y procesamiento, al llegar a los sistemas de transporte suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, bloqueando los ductos debido a la disminución en el área de flujo y generando riesgos en la integridad del gasoducto.

Es importante eliminar la presencia de asfaltenos en el gasoducto y para eso existen métodos que permiten remover de manera eficiente dicho problema,

teniendo en cuenta las condiciones operativas en las que funciona el sistema de transporte:

- a. Tratamiento mecánico: se utilizan herramientas o dispositivos para remover los depósitos de asfaltenos (*pigs*). Es un sistema de limpieza seguro y con una afectación mínima a la operación si se tiene un cronograma establecido según las condiciones de trabajo.
- b. Tratamiento químico.
- c. Control presión/temperatura: se puede prevenir o reducir la precipitación de asfaltenos por medio del control de la presión de operación (aumentando el tamaño del *choke* en superficie para disminuir presión), la temperatura de (usando aislante para evitar pérdidas de calor del fluido) y/o el caudal de producción de gas.

2.3.3. Arrastre y depositación de polvo negro. Los contaminantes sólidos también deben tenerse en cuenta en el transporte de gas natural por tubería; el polvo negro, por ejemplo, es un problema que se debe enfrentar comúnmente en gasoductos, estaciones y facilidades de producción. Trifilieff y Wines (2009), lo definen como la acumulación de impurezas que se forman por la interacción química entre los contaminantes del gas y el material de la tubería. Hay dos mecanismos de formación de polvo negro:

- a. Corrosión química: el sulfuro de hidrógeno (H_2S) reacciona con el acero que se encuentra en las paredes de la tubería, pues el agua y la presencia de contaminantes como el H_2S y el CO_2 provocarán la disolución del hierro, facilitando el proceso de corrosión y formando compuestos híbridos que se solidifican, permaneciendo en suspensión en el flujo transportado.

- b. Corrosión debido a condiciones microbiológicas: En algunos casos, bacterias reductoras de sulfato (SRB) reaccionan con materiales orgánicos y sulfatos para producir H_2S y CO_2 . Estos productos bacterianos luego reaccionan con el hierro en las paredes de la tubería creando diferentes formas de sulfuros de hierro.

En los gasoductos, la presencia de polvo negro puede ocasionar problemas que afectan la correcta operatividad del sistema y trae consigo consecuencias en la integridad de los equipos y en la economía de las empresas encargadas del transporte de gas; algunos de estos problemas se describen a continuación²²:

- a. La depositación de polvo negro incrementa la rugosidad en la superficie interna de la tubería, lo cual afecta la capacidad de transporte efectiva del gasoducto y los procesos aguas abajo que dependen de un caudal específico. Para lo anterior es necesario, si se conoce la presencia de polvo negro en el gas, realizar inspecciones y mantenimientos preventivos en el interior de la tubería.

²² TRIFILIEFF, Olivier y WINES, Thomas. Black Powder Removal from Transmission Pipelines: Diagnostics and Solutions. Baréin. PALL Scientific & Technical Report. 2009.

Figura 10. Polvo negro en gasoducto



Fuente: PATRASCU, Mariana, *et al.* Black powder of gas pipeline. Colombia. Polytechnic University of Bucharest. 2016. p. 1.

- b. Cuando el gas viaja a altas velocidades, las partículas sólidas en suspensión provocan erosión en el interior de las tuberías, equipos e instrumentación y válvulas de control que han sido instaladas en el gasoducto.
- c. En los equipos que poseen sistema de filtros, la presencia de polvo negro puede disminuir drásticamente la vida útil de los mismos o inclusive llegar a taponarlos en periodos de tiempo cortos; lo anterior incrementa los costos por material y labores para el reemplazo de dichos sistemas.

Debido a que, aunque en pequeñas trazas, hay presencia de agua, oxígeno y azufre en el gas, se deben considerar diferentes factores para minimizar y/o remover el polvo negro:

- a. En la etapa de diseño se deben considerar las condiciones mecánicas y termodinámicas de los fluidos a transportar, de este modo se pueden establecer los valores mínimos a los cuales el sistema puede operar sin llegar a generar problemas de polvo negro.

- b. Si el problema de polvo negro es crítico, se deben utilizar tuberías de acero con revestimiento interno, el cual evita el contacto entre el gas natural transportado y el acero. Algunas opciones de revestimiento son Epoxy líquido, revestimiento interno epóxico adherido por fusión (FBE) y pintura anticorrosiva especial.
- c. Para la remoción se usan *pigs* de limpieza; adicionalmente, se pueden correr *pigs* para diferentes tareas, como la calibración del diámetro interno de la tubería o la identificación de puntos de corrosión o *pitting* usando *pigs* inteligentes mediante técnicas de *In Line Inspection (ILI)*.

2.3.4. Integridad del gasoducto. Es de vital importancia administrar de manera correcta la integridad de un sistema de transporte de gas, comenzando por el diseño y la selección de los materiales adecuados hasta la construcción y operación; allí debe haber un espacio importante en el mantenimiento e inspección de aquellos componentes de manera que todo el sistema funcione de manera óptima y pueda cumplir con los requerimientos y objetivos planteados.

En Colombia, en donde el sistema de transporte está regido por el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), se han venido optimizando los procesos que administran la integridad de los gasoductos adoptando esquemas regulatorios y normas técnicas internacionales emitidas por agremiaciones como la American Society of Mechanical Engineers (ASME) o el Department of Transportation (DOT)²³. Actualmente, en Colombia se cuenta con la norma técnica NTC 5747 – Gestión de integridad de gasoductos.

²³ GUALDRÓN, Juan Carlos. Lineamientos para la elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de gasoductos: revisión temática. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. p. 20.

Dos estándares internacionales importantes aplicables a la integridad de gasoductos son el código ASME B31.8S - Managing System Integrity of Gas Pipelines y la norma DOT 49 CFR Part 192 - Transportation of natural and other gas by pipeline; ambos han sido diseñados para proporcionarle al operador las guías necesarias para el desarrollo e implementación de un programa efectivo de administración de la integridad de gasoductos²⁴.

El ASME B31.8S identifica tres grupos de amenazas a la integridad del gasoducto y se describen en la siguiente tabla:

Tabla 9. Esquema resumen de las amenazas a la integridad - ASME B31.8S

Tipo de defecto relacionado con el tiempo	Tipos de falla relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento	Causas que representan amenazas para la integridad de la línea de transporte
Dependientes del tiempo	Corrosión externa	Corrosión externa
	Corrosión interna	Corrosión interna
	Agrietamiento debido a SCC	Agrietamiento debido a SCC
Estables	Defectos de fabricación	Costura longitudinal defectuosa
		Tubo defectuoso
	Relacionado con la soldadura o construcción	Soldadura circunferencial defectuosa
		Soldadura defectuosa de

²⁴ BETANCUR, Juan David y ACOSTA, Edwin Mauricio. Experiencia colombiana hacia un estándar técnico para la gestión de la integridad en líneas de transporte de hidrocarburos. 2009: Revista de la Escuela Colombiana de Ingeniería, Vol 76. p. 7.

Tipo de defecto relacionado con el tiempo	Tipos de falla relacionados de acuerdo con su naturaleza y características de crecimiento	Causas que representan amenazas para la integridad de la línea de transporte
		accesorios
		Arrugas o dobleces
		Roscas estropeadas, tubos rotos, fallas en los acoples
	Equipo	Fallas en los empaques O-ring
		Mal funcionamiento del equipo de alivio y/o control
		Fallas en la empaquetadura o sellos de la bomba
		Misceláneos (otras fallas)
Independientes del tiempo	Daños mecánicos causados por primeros, segundos o terceros	Daño con falla instantánea o inmediata
		Daño previo de la tubería
	Procedimiento operacional incorrecto	Procedimiento operacional incorrecto
	Relacionado con el clima y fuerzas naturales	Bajas temperaturas
		Rayos
		Lluvias fuertes o inundaciones
		Movimientos de tierra (deslizamientos, licuefacción, erosión)

Fuente: Tomado de GUALDRÓN, Juan Carlos. Lineamientos para la elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de gasoductos: revisión temática. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. p. 21. Modificado.

Al realizar un análisis de las amenazas a la integridad del gasoducto, se deben implementar planes que permitan evitar o corregir los eventos que puedan afectar el correcto funcionamiento del sistema de transporte; los planes de mantenimiento, permiten asegurar que los equipos y el personal humano esté libre de sufrir accidentes o daños irreparables.

La integridad del ducto puede ser determinada usando una combinación de diferentes métodos como son (Waker et al, 2004):

- a. Método de evaluación directa: este proceso incluye la recolección, análisis, evaluación e integración de datos en un formato estructurado de riesgos. Este método es especialmente usado en ductos viejos, en ductos que no pueden ser contaminados con agua o en los cuales no se puede realizar inspecciones electrónicas.
- b. Pruebas hidrostáticas: se usan para detectar fugas en el ducto antes y durante la operación. Este tipo de pruebas son muy usadas cuando la tubería no puede ser inspeccionada internamente.
- c. Herramientas de inspección interna: permiten realizar una amplia variedad de funciones específicas como inspecciones de geometría, limpieza interna o detección de grietas y fallas mecánicas.

El último método descrito anteriormente también conocido como En Línea o In-Line es una de las metodologías más usadas en la inspección del estado real de la tubería, se realiza mediante el uso de herramientas, las cuales se insertan dentro de la tubería, y viajan con el flujo del producto, para realizar labores específicas de limpieza o inspección.

3. INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO INTERNO DE GASODUCTOS

Se hace necesario que la compañía operadora que esté encargada del transporte o distribución de gas, tenga presente que la correcta operación y mantenimiento de sus gasoductos y accesorios puede significar mantener la integridad de éstos y disminuir y/o evitar fallas que afecten la capacidad de flujo de transporte. Debido a lo anterior, cada compañía deberá²⁵:

- a. Preparar un plan escrito que cubra sus procedimientos de operación y mantenimiento.
- b. Tener un plan escrito de emergencia que abarque la falla de las instalaciones u otras emergencias. Así mismo, operar y mantener las instalaciones en conformidad con dichos planes.
- c. Modificar los planes periódicamente según lo dicte la experiencia y la exposición al público que tienen las instalaciones y los cambios de condiciones operativas que se requieran.
- d. Proveer entrenamiento a los empleados en los procedimientos establecidos para las funciones de operación y funcionamiento de sus instalaciones.

Una guía que permite generar los planes de operación y mantenimiento es el código ASME B31.8 - Gas Transmission and Distribution Piping Systems, allí se dan unas pautas esenciales que se deben tener en cuenta al momento de crear los diferentes procedimientos que describen la operación y el mantenimiento tanto

²⁵ THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS – ASME. Gas Transmission and Distribution Piping Systems – ASME B 31.8. New York. 2003. p. 71.

de los gasoductos, tuberías de distribución e instalaciones misceláneas (estaciones de compresión, estaciones de regulación y válvulas). Adicionalmente, se presentan pautas para realizar mantenimientos correctivos en dichos equipos.

Para el caso específico del mantenimiento e inspección al interior de la tubería, el cual es el objeto de estudio principal de este trabajo, se tienen algunos documentos que permiten generar un plan de mantenimiento de acuerdo a las condiciones operacionales que se tengan en el gasoducto. La norma ASME 31.8, permite ser una guía para el desarrollo de la inspección y el mantenimiento del ducto; por ejemplo, detalla procedimientos para la inspección y vigilancia de gasoductos y sus alrededores, procedimientos de reparación de abolladuras, de zonas de corrosión sin fuga o de algunos tipos de grietas, entre otros.

Por otro lado, Acosta, M. (2013), define una metodología de inspección y mantenimiento a partir de la identificación de los factores que inciden en el deterioro de la pared interna de las líneas de transporte de gas; de este modo, se puede especificar el intervalo de tiempo para realizar labores de inspección y limpieza interna y así generar un plan de mantenimiento viable que permita conservar la integridad del gasoducto.

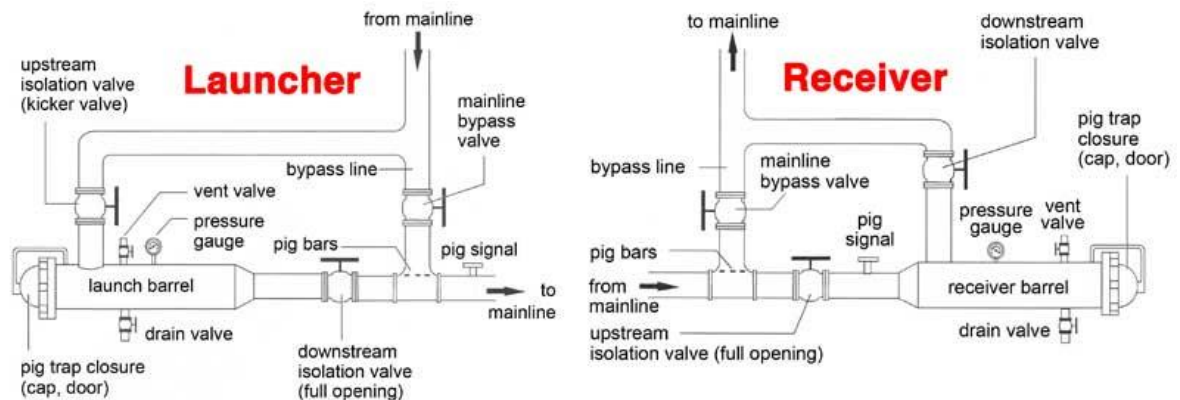
Así mismo, en este documento se diseña una metodología de tipo cualitativo para la correcta selección de la herramienta en las labores de inspección y limpieza interna de un gasoducto.

3.1. HERRAMIENTAS DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO INTERIOR DE GASODUCTOS

Para realizar el mantenimiento e inspección de los gasoductos se utilizan diferentes herramientas, que por medio de la presión del gas transportado,

recorren el interior de la tubería y desplazan todo contaminante sólido o líquido que puede ocasionar taponamiento o daños en el ducto. Dependiendo del trabajo que se quiera realizar, así mismo se utiliza la herramienta especializada que permite realizar dicha labor de la manera más eficiente y sin poner en riesgo las diferentes operaciones que se estén realizando. Dicha herramienta inicia a partir de un punto llamado trampa de lanzamiento (*launcher*), desde allí se envía y recorre el gasoducto hasta llegar a un punto final llamado trampa de recibo (*receiver*), que permite la extracción de los sólidos de la tubería y el desacoplamiento de la herramienta sin necesidad de interrumpir el transporte del gas.

Figura 11. Diagramas de trampas de lanzamiento y recibo para *pigs*



Fuente: SURE FLOW EQUIPMENT. General Overview Launchers and Receivers. 2016.

Las herramientas para el mantenimiento e inspección interior de gasoductos, también llamadas *pigs*, se clasifican en dos grupos principales: los *pigs* utilitarios, utilizados en labores de limpieza interna y los *pigs* inteligentes, utilizados para recoger información, por medio de sensores, para detectar corrosión, laminaciones, fisuras, abolladuras o disminución del diámetro interior de la tubería.

3.1.1. Pigs utilitarios. Este tipo de herramientas permite desplazar y remover cualquier residuo o material extraño (sólido o líquido) que se encuentre en el interior del ducto y que pueda generarle problemas o deterioro; de este modo, se mantiene la operatividad del gasoducto y su correcta integridad. Dentro de este grupo se encuentran dos tipos de pigs: los pigs de espuma o *polly pigs* y los raspadores o *scrapers*.

3.1.1.1. Polly pigs. Son herramientas en forma de cilindro o “bala”, fabricados en espuma de poliuretano en diferentes densidades, su principal función es la de remover los sólido y/o líquidos acumulados en el interior del gasoducto. Dentro de las ventajas de este tipo de herramientas se encuentra la flexibilidad que poseen, lo que les permite pasar por curvas menores a 1.5D, pueden hacer giros abruptos y llegar a reducirse en un 25% dependiendo en el medio en que se muevan.

Los *polly pigs* pueden ser fabricados de manera sencilla, solamente hechos de espuma de poliuretano, o pueden estar recubiertos con una capa en forma de espiral, con cepillos de alambre o inclusive cubiertos de silicona. Se pueden clasificar de la siguiente manera:

- a. Baja densidad (1 a 2 lbs/ft³): se usan principalmente en la remoción y absorción de líquidos acumulados. No son buenos en la remoción de polvos, parafinas o laminación.

Figura 12. Polly pig de baja densidad



Fuente: LIMPRO. Inducción a las herramientas de limpieza de ductos. 2013. p. 10.

- b. Media densidad (5 a 8 lbs/ft³): este tipo de *polly pigs* tienen una densidad más alta, lo que les permite ser más eficientes en la remoción de sólidos o depósitos de polvos, asfaltenos o arena. La mayoría tienen un recubrimiento en poliuretano y poseen bandas o cepillos de alambre que mejoran la eficiencia en la remoción y limpieza.

Figura 13. Polly pig con cepillos de alambre



Fuente: LIMPRO. Inducción a las herramientas de limpieza de ductos. 2013. p. 9.

- c. Alta densidad (9 a 10 lbs/ft³): son mucho más eficientes y agresivos en la limpieza y remoción dentro de las tuberías. También pueden ser contruidos con cepillos y/o bandas abrasivas.

Aunque los *polly pigs* pueden fabricarse a la medida de cualquier requerimiento, generalmente estos son diseñados de tal manera que el largo es

aproximadamente el doble de su diámetro, y este a su vez tiene que ser mayor que el diámetro interno de la tubería; lo anterior con el motivo de ejercer una fricción de arrastre entre el *polly pig* y la pared interna del gasoducto.

3.1.1.2. Scrapers. Los scrapers son herramientas con cuerpos fabricados generalmente en aluminio, acero al carbono o poliuretano y a los cuales van sujetos diferentes elementos de sello u otros accesorios intercambiables. Para lograr armar un scraper es necesario tener en cuenta los elementos necesarios que debemos incluir, de acuerdo a la tarea que se vaya a realizar; de este modo, se tienen principalmente tres componentes de esta herramienta:

- a. Cuerpo: normalmente se fabrican en aluminio o acero al carbono, lo que les permite una gran robustez para el trabajo pesado en gasoductos; además los scrapers de material metálico permiten el ensamble de más elementos de sello. Los scrapers también son construidos con cuerpo de poliuretano, los cuales les permiten una flexibilidad más alta que los de cuerpo metálico y con una gran resistencia.

Los scrapers también suelen tener agujeros de by-pass en el cuerpo que le permite controlar la velocidad de la herramienta por medio de un diferencial de presión y mantener en suspensión sólido arrastrados que quedan por delante del mismo. Debido a que permite el paso de fluido a través de la herramienta, este tipo de by-pass no es usado en scrapers con función de sello.

- b. Componentes de sello: se pueden ensamblar componentes de sello así:
 - Copas planas: fabricadas normalmente en poliuretano, poseen buenas características de sellado debido a su buena fricción con las paredes

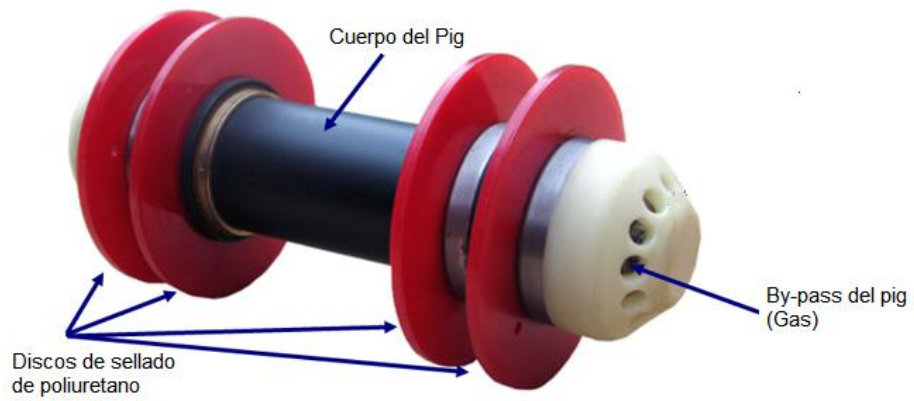
internas del ducto, lo que permite también un buen desplazamiento de sólidos o líquidos dentro del gasoducto.

- Copas cónicas: también fabricadas normalmente en poliuretano, son buenas en tareas de sellado, pero no para labores de raspado (por ejemplo, en depositación de asfaltenos). Adicionalmente, debido a su geometría, pueden trabajar mejor con cambios considerables de diámetro interno y en tareas de separación de productos.
- Discos: hechos de poliuretano, son excelentes para el raspado de tuberías y remoción de líquidos. Generalmente hay dos tipos de discos dependiendo de la tarea a realizar: los discos de sellado, que permiten realizar limpieza, desplazamiento de fluidos, depósitos u otros y los discos guía que cumplen la función de centrar los discos de sellado en el gasoducto, soportando el peso del cuerpo del *scraper*.

Los discos guía son normalmente dimensionados en aproximadamente el mismo diámetro interior del ducto y de una dureza superior con respecto a los discos de sello, los cuales tienen un diámetro externo mayor que el diámetro interno del ducto.

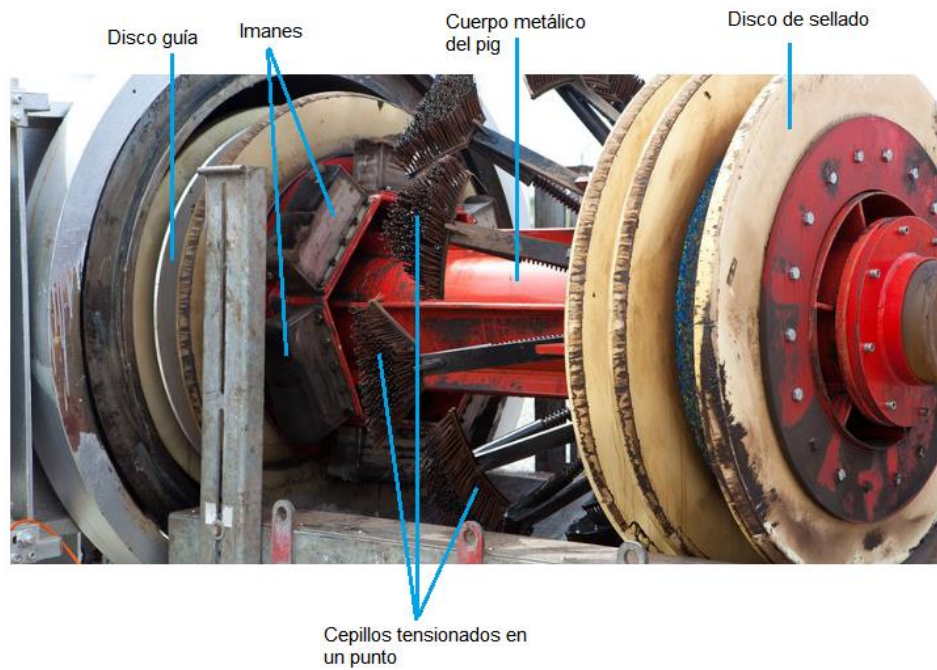
- c. Accesorios complementarios: se pueden usar cepillos de alambre (los cuales vienen en diferentes configuraciones), cuchillas, gratas circulares (para labores de raspado más agresivas y eliminar acumulaciones de contaminantes que favorecen la corrosión), platinas calibradoras (utilizadas para verificar el diámetro interior del ducto) y/o imanes (utilizados para eliminar material metálico dentro del gasoducto).

Figura 14. Montaje convencional de un *pig* tipo *scraper*



Fuente: APRODIT. En Línea. Recuperado el 29 de abril de 2018. Modificado.

Figura 15. Montaje de pig tipo scraper



Fuente: STI GROPU. En Línea. Recuperado el 29 de abril de 2018. Modificado.

3.1.2. Pigs inteligentes. Para la detección de defectos geométricos, los cuales pueden presentar roturas o desgaste de material en el gasoducto, se utilizan herramientas especializadas (equipadas con diferentes tipos de sensores) conocidas como *smart pigs* o *pigs* inteligentes. A las inspecciones que se realizan con pigs inteligentes y que se ejecutan en el interior de la tubería, sin causar interrupciones en el flujo o la operación, se les denomina Inspecciones en Línea (In-Line Inspection o ILI)²⁶. Cada una de estas herramientas permite la detección de algún problema específico en la tubería, registrando mediciones durante su viaje por el interior de la misma. Algunas de las herramientas de medición se clasifican de la siguiente manera y se describen a continuación²⁷.

3.1.2.1. Herramientas para la pérdida de metal. Se usan para detectar defectos en el espesor de la tubería. Pueden discriminar, en cierta medida, entre defectos de fabricación, defectos por corrosión y daño mecánico. Existen dos herramientas principales:

- a. Fugas por flujo magnético (*Magnetic Flux Leakage*): MFL por sus siglas en inglés, es un método no destructivo de detección de anomalías que usa imanes montados en el cuerpo de la herramienta para crear un poderoso campo magnético axialmente orientado y magnetizar las paredes del ducto; las anomalías presentes allí, como pérdidas de metal debido a corrosión (*pitting*), son detectadas como fugas del flujo magnético por sensores conectados al *pig*.

Hay dos tipos de herramientas MFL, la estándar (resolución media) y la de alta resolución, las cuales se diferencian principalmente en que la segunda

²⁶ NACE International. Standard Practice. In-Line Inspection of Pipelines. 2010. p.3.

²⁷ WAKER, Steve; ROSCA, Gabriela. y HYLTON, Mike. In-Line Inspection Tool Selection. In CORROSION 2004. NACE International. 2004. p.3.

tiene mayor número de sensores distribuidos de forma más cercana y le provee más precisión en la medición de las anomalías por corrosión en el gasoducto. Según Waker *et al* (2003), una herramienta con resolución estándar debería ser considerada si:

- El gasoducto está categorizado como “bajo riesgo”.
- Existe un alto nivel de confianza de la condición del gasoducto (complementado con ECDA²⁸ – ICDA²⁹).
- Se han realizado inspecciones previas con resultado exitoso y con herramientas similares.
- Las especificaciones típicas para esta herramienta están dadas por la publicación NACE 35100, Apéndice C, Tabla C1.

Por otro lado, se debería considerar usar la herramienta con alta resolución cuando:

- Se desea obtener una condición de carácter básica y precisa del sistema.
- El gasoducto se encuentra ambientalmente en áreas clasificadas como “alto riesgo”.
- Se desea dimensionar y localizar defectos de manera más precisa.
- Se requiere caracterizar de manera precisa la parte interna/externa del gasoducto.
- Las especificaciones típicas para esta herramienta están dadas por la publicación NACE 35100, Apéndice C, Tabla C2.

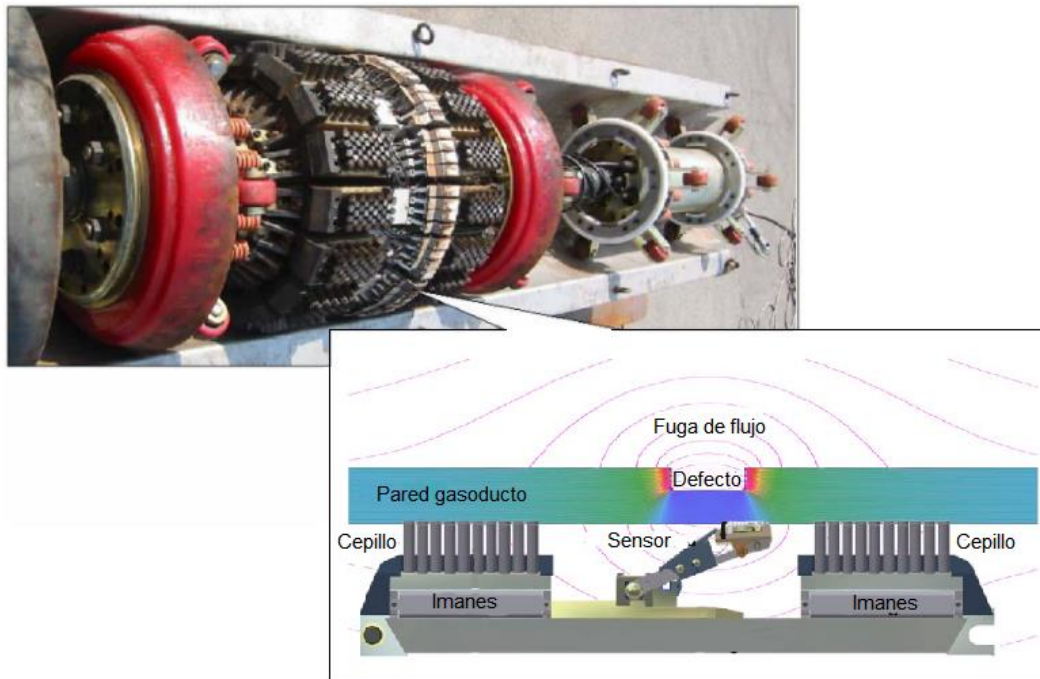
²⁸ MOGHISSI, Oliver C., et al. Internal corrosion direct assessment of gas transmission pipelines. NACE INTERNATIONAL. En CORROSION. 2002.

²⁹ NACE INTERNATIONAL. Pipeline external corrosion direct assessment methodology - Standard practice RP0502. 2010.

- b. Mediciones de pared con ultrasonido (*Ultrasonic Testing*): UT por sus siglas en inglés, utiliza la técnica del tiempo de eco de un pulso ultrasónico para medir el espesor de pared del ducto; el pulso es generado por un *transducer* y debe viajar a través de un medio de acople, para el caso de un gasoducto se usa líquido (como agua) como medio de acople y puede ser puesto en el ducto como bache usando *pigs* utilitarios de sello. Las mediciones con la herramienta de UT permite identificar problemas con el espesor de pared del ducto y a la vez permitir calcular la resistencia aproximada restante del área afectada. La herramienta consiste principalmente de un gran número de sensores ubicados a 90° de la superficie del ducto.

Las especificaciones típicas para esta herramienta están dadas por la publicación NACE 35100, Apéndice C, Tabla C3.

Figura 16. Pig inteligente - MFL



Fuente: BAKER HUGHES. Pipeline pig data recording. En Línea. Recuperado el 30 de abril de 2018. Modificado.

3.1.2.2. Herramientas para la detección de grietas. Se usan para detectar grietas longitudinales, aunque también pueden ser usadas en grietas circunferenciales con adaptaciones en el equipo. Algunas de las herramientas usadas son:

- a. Detección de grietas por ultrasonido: la herramienta trabaja de forma similar que cuando se inspecciona el espesor de la pared, la diferencia radica en que los sensores son ubicados a 45° de la superficie del ducto; lo anterior con el objetivo de detectar grietas e inspeccionar la soldadura con costura. De igual manera, este tipo de herramientas trabaja con un líquido como medio de acople que permita el viaje del pulso ultrasónico.

Las especificaciones típicas para esta herramienta están dadas por la publicación NACE 35100, Apéndice C, Tabla C4.

- b. Fugas por flujo magnético transversal: TFI con sus siglas en inglés, funciona similar a la herramienta MFL estándar; sin embargo, el campo magnético inducido está en dirección transversal o perpendicular (está rotado 90° con respecto al MFL). Al magnetizar el gasoducto de forma circunferencial, puede detectar imperfecciones (grietas y/o corrosión en las costuras longitudinales).

Aunque las técnicas MFL y TFI son complementarias, la primera es más efectiva en inspecciones de gasoductos y la segunda es más efectiva en la inspección de tubería con soldadura por resistencia eléctrica (ERW), debido a su habilidad para detectar grietas difíciles de detectar en pruebas hidrostáticas normales.

Las especificaciones típicas para esta herramienta están dadas por la publicación NACE 35100, Apéndice C, Tabla C6.

- c. Herramienta de onda elástica: envía ultrasonidos en dos direcciones a través de la tubería para localizar y medir grietas y defectos de fabricación orientados de forma longitudinal. Este tipo de herramienta no es tan precisa como la UT estándar, pero puede ser usada sin la necesidad de un líquido de acople.

3.1.2.3. Herramientas de inspección de geometría. Las herramientas de inspección de geometría son usadas para detectar y medir la deformación mecánica del ducto por medio del uso de brazos de palanca que siguen la pared del ducto y miden los cambios de su geometría. Los brazos de palanca están conectados a un potenciómetro que crean una señal de posición; adicionalmente, la herramienta generalmente está equipada con un odómetro que mide la distancia que la herramienta ha recorrido.

Este tipo de herramientas pueden detectar y localizar con precisión soldaduras circunferenciales, válvulas y *tees*. Dentro de este tipo de herramientas se encuentran:

- a. Herramienta de calibración (*Caliper*): utiliza un set de dedos o brazos mecánicos que corren contra la superficie interna del ducto o usa métodos electromagnéticos para detectar abolladuras o deformaciones. Existen herramientas *caliper* de canal sencillo y multicanal, con la diferencia en que la última no solo puede detectar anomalías de geometría y medir su profundidad, sino también identifica su forma y las categoriza.

- b. Herramienta para detectar deformación: opera de manera similar a la herramienta de calibración, pero también utiliza giroscopios que permiten detectar la posición exacta de la abolladura o la deformación del ducto. También son utilizadas para medir inclinación del ducto o el ángulo de curvatura.

- c. Herramienta de mapeo (*Mapping*): se utiliza junto con otras herramientas para proporcionar un mapeo correlacionado del sistema de posicionamiento global (GPS) de la tubería y otros datos de ubicación física, como por ejemplo válvulas. Es utilizada generalmente en gasoductos costa afuera y en gasoductos que nunca han sido inspeccionados, lo que permite generar una base de datos que servirá en próximas inspecciones ILLI.

Una guía de especificaciones de las herramientas de inspección de geometría está dada en el documento POF - Specifications and requirements for intelligent pig inspection of pipelines, Apéndice 1.

4. SELECCIÓN DE HERRAMIENTA EN LA INSPECCIÓN Y LIMPIEZA INTERIOR DE GASODUCTOS

La correcta selección de la herramienta que se debe utilizar en los procesos de limpieza e inspección, es trascendental para mantener la buena integridad de un gasoducto. Aunque esta importante decisión está basada en la mayoría de casos en la experiencia de campo, se debe verificar información básica pero trascendental que permite tomar la decisión adecuada de acuerdo a las diferentes condiciones operativas que se tengan en sitio. De acuerdo a lo anterior y en primer lugar, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones en la selección de la herramienta adecuada en limpieza e inspección interna de gasoductos.

4.1. HISTORIAL DEL GASODUCTO

La historia de la integridad del gasoducto es importante y se deben tener en cuenta los siguientes parámetros que permitan la correcta selección de la herramienta a utilizar y el correspondiente proceso de limpieza o inspección:

- a. Limpiezas o inspecciones anteriores: es importante verificar si el gasoducto tiene algún programa de inspección y/o mantenimiento vigente o si alguna vez se ha sometido a alguno; lo anterior con el fin de seleccionar la mejor herramienta y proceso en el caso de que nunca se haya realizado alguna labor de limpieza o inspección. Para el caso anterior, es recomendado realizar al inicio un proceso de limpieza progresiva, utilizando al principio un polly pig de baja densidad y seguir combinando diferentes *pigs* y variando su diámetro externo, su recubrimiento y densidad.
- b. Daños o problemas anteriores: conocer con anterioridad los daños y problemas que ha tenido el gasoducto permite dar una idea de la

herramienta que podemos correr. Si el gasoducto ha presentado problemas de depositación de asfaltenos, se hace necesario correr un *polly pig* de alta densidad o un *scraper* diseñado con cepillos y accesorios de limpieza agresiva como cuchillas. Si por el contrario se han presentado problemas de depositación de líquidos, se hace necesario usar *scraper* con copas planas o un *polly pig* de espuma.

- c. Resultados de experiencias usando pigs inteligentes: si se han realizado inspecciones con herramienta inteligente, se hace necesario conocer los resultados de la misma: problemas en la corrida de la herramienta, diseño o rediseño de la herramienta durante el proceso, preparación del gasoducto antes de la puesta en marcha de la herramienta, cambio en condiciones operativas para el lanzamiento, entre otros. Si por el contrario no se han tenido experiencias previas en el uso de herramientas inteligentes, es necesario preparar el gasoducto por medio del uso de pigs utilitarios correspondientes y la necesidad de correr herramientas de inspección de geometría para caracterizar el interior del gasoducto.

Una guía completa de la herramienta que puede ser usada de acuerdo a problemas que se hayan presentado en el gasoducto está especificada en el Anexo 1.

4.2. CONDICIONES OPERATIVAS

Para elegir la herramienta adecuada, se deben tener presente las condiciones en las que trabaja el gasoducto:

- a. Características del gas transportado: las depositación de sólidos, la condensación de líquidos y otros problemas al transportar gas deben ser

considerados al momento de correr herramientas. Un gas ácido, por ejemplo, puede limitar la habilidad de la herramienta para ser eficiente y precisa. O un gas que llegue a alcanzar las condiciones para la depositación de asfaltenos, predispone a usar herramientas de limpieza más abrasivas que permitan realizar un correcto mantenimiento; por ejemplo en ese caso, se usa un *scraper* de cuerpo de metal con bypass y varios accesorios como gratas, cepillos o cuchillas. Para el caso de tener un gas que genere, bajo ciertas condiciones, depósitos de agua libre, se debe usar *pigs* con elementos sellantes como discos o copas planas.

Para el caso de las herramientas inteligentes, el uso de UT no es recomendable en gasoductos; de este modo la prioridad en la inspección del ducto es el uso de herramientas MFL, TFI o herramientas de onda elástica.

- b. Presión y temperatura: Los rangos de presión y temperatura para cada herramienta son especificados por el proveedor. Si existen obstrucciones menores al interior del gasoducto, se deben vigilar los valores de presión para evitar sobre velocidades en el flujo que desencadenen daños en las herramientas o una mala medición de los defectos.

Por otra parte, el rango de temperatura operativa de los *pigs* en poliuretano se encuentra entre los 0° y 82 °C.

- c. Velocidad de flujo: como las operaciones de limpieza e inspección se realizan, en la mayoría de los casos, con el gasoducto en servicio. Las operaciones con *pigs* usando gas como fluido de empuje, presentan un perfil de velocidad inestable debido al carácter compresible del gas. Un

rango de velocidad de flujo que se tiene de referencia en un gasoducto va desde los 8 hasta los 20 km/h.

Los rangos de velocidad de flujo típicos para cada herramienta están dados por la publicación NACE 35100, Apéndice C. Así por ejemplo se tiene:

Tabla 10. Rango velocidades de flujo en ILI

Herramienta	Requisito mínimo de velocidad, km/h	Requisito máximo de velocidad, km/h
MFL (resolución estándar)	1.4	14
MFL (resolución alta)	1.6	9-11
UT	-	3.7
TFI	0.7	14.5

Fuente: NACE INTERNATIONAL. In-Line Inspection of Pipelines. Publication 35100. United Stated. 2017. p. 38.

Velocidades de flujo por fuera del rango pueden ocasionar que la herramienta no realice de manera óptima la función de limpieza y raspado (en el caso de los polly pigs y los scrapers) o que la herramienta no realice la correcta identificación de defectos (en el caso de las herramientas ILI). Por otro lado, una velocidad muy baja conlleva a que la herramienta se quede atascada debido a obstrucciones.

4.3. PROPÓSITO DE LA OPERACIÓN CON PIGS

- a. Limpieza: de acuerdo a las condiciones que se han estudiado del gasoducto y al historial de integridad del mismo, se debe hacer la selección de la herramienta de tal forma que sea la mejor para la operación que se va a realizar; los *polly pigs* son usados comúnmente en la limpieza inicial del

gasoducto, para verificar las condiciones al interior del mismo antes de enviar otra herramienta más compleja o para remover líquidos condensados del gas. *Scrapers* de cuerpo metálico, los cuales pueden ser adaptados más fácilmente a las condiciones operativas requeridas, deben ser usados para limpiezas más agresivas mediante el uso de gratas, cepillos o cuchillas; mientras que los *scrapers*, aunque también son usados en operaciones de limpieza agresiva, permiten una gran flexibilidad y deben ser utilizados cuando las condiciones de curvatura del ducto o diámetros estrechos lo requieran.

- b. Secado: el uso de *polly pigs* de espuma sin recubrimiento permite secar el agua libre que se ha formado durante el transporte de gas. Pueden ser usados *polly pigs* de baja, media y alta densidad dependiendo de las condiciones al interior del gasoducto.
- c. Separación de baches: en el caso de requerir el uso de baches como por ejemplo en el caso de corridas de herramienta UT, *scrapers* de cuerpo de metal o de poliuretano deben ser usados; adicionalmente, el uso de discos o copas planas son importantes al momento de mantener la buena capacidad de sellado. Debido a lo anterior, es necesario que las copas o discos usados estén sobredimensionados de acuerdo al diámetro interior del gasoducto, con el objetivo de mantener la máxima eficiencia en el desplazamiento de líquidos y sólidos.

El uso de cepillos o gratas pueden ser montados adicionalmente en el cuerpo del *scraper*.

- d. Calibración: se usan *scrapers* con discos guía, con un diámetro igual o por debajo del diámetro interno del gasoducto (aproximadamente diseñados al 95% del ID del ducto).
- e. Inspección: al estudiar el historial de la integridad del ducto o de los problemas que puede traer el gas transportado, se escoge la herramienta inteligente requerida para detectar las diferentes anomalías. Una guía detallada para identificar el tipo de herramienta ILI adecuada en el proceso de inspección del gasoducto está dada en el Anexo 1; en esta se puede encontrar la herramienta inteligente adecuada y la compatibilidad que tiene con el propósito de inspección. Anomalías en el gasoducto como pérdida de metal, grietas, deformaciones o inspecciones a accesorios misceláneos son consideradas.

El nivel de precisión de cada herramienta está dado por el proveedor o puede ser verificado, con valores típicos, en el documento NACE 35100, Apéndice C.

4.4. CARACTERÍSTICAS DEL GASODUCTO

Tener en cuenta las especificaciones del gasoducto y de los accesorios, permite definir las características de la herramienta que se podrá utilizar para el objetivo trazado. En muchas ocasiones, las facilidades y/o condiciones del gasoducto y sus accesorios deben ser sometidas a reacondicionamientos para poder correr la herramienta; lo anterior, bajo el concepto del personal calificado en integridad en procesos.

Se debe hacer un análisis para corroborar si el gasoducto está diseñado y construido de tal forma que sea adecuado para hacer la corrida de una

herramienta de limpieza e inspección interna; lo anterior, es conocido como *pigability*. Según Clark, *et al* (2004), una clasificación general que describe si un sistema es “pigeable” o no puede ser la siguiente:

Tabla 11. Categorización del "pigability" de un ducto.

Atributos del ducto	Categoría
No se necesitan modificaciones en el ducto – Trampas de lanzamiento y recibo instaladas.	Pigeable
Se requieren modificaciones menores en el sistema del ducto – Trampas de lanzamiento y recibo instaladas.	Fácil para correr pig
El ducto requiere modificaciones considerables.	Difícil para correr pig
Otras	No pigeable

Fuente: CLARK, Ted y NESTLEROTH, Bruce. Gas pipeline pigability. Topical report. Ohio, Estados Unidos. 2004. p. 6. Modificado.

Otras consideraciones que deben tenerse son:

- a. Las dimensiones de las trampas de lanzamiento y de recibo deben considerarse de acuerdo a la herramienta que se va a utilizar, normalmente la longitud de las trampas debe ser igual o mayor a la longitud de la herramienta. Adicionalmente, se debe conocer la distancia máxima que hay entre cada trampa, pues debido al desgaste que sufren las herramientas se debe determinar el material, la forma y el número de copas o discos a utilizar en los *pigs* utilitarios. Para distancias largas, se deben utilizar polly pigs de media o alta densidad y scrapers de cuerpo de metal o poliuretano y con discos o copas de gran dureza del mismo material.

- b. La caracterización del diámetro interno del gasoducto es importante en la corrida de herramientas de limpieza e inspección. El correcto dimensionamiento de la herramienta de acuerdo al ID del ducto, permite que ésta no se quede atascada en diámetros muy pequeños o si por el contrario la herramienta está sub-dimensionada, no habrá el sello suficiente entre los discos o copas del pig y la pared interna del gasoducto.

Los discos guía son normalmente dimensionados en aproximadamente el mismo diámetro interior del ducto, mientras que los discos de sello tienen un diámetro externo mayor que el diámetro interno del ducto.

- c. Si el ducto tiene revestimiento interior se deben usar *polly pigs* con recubrimiento exterior de banda cruzada con protuberancias plásticas; para el caso de los *scrapers* se deben usar cepillos plásticos para no debilitar o dañar el revestimiento.
- d. Se debe caracterizar el ángulo y radio de curvatura del gasoducto, pues cada herramienta está diseñada para atravesar ciertas curvaturas de radio mínimo. El radio de curvatura generalmente se expresa en diámetros de tubo "D", donde 3D es el mínimo deseable, aunque muchas herramientas pueden llegar a lidiar con radios de curvatura de 1.5D.

En las curvas de campo se debe correr una herramienta calibradora que permita conocer la uniformidad de en los radios del ducto. Es inaceptable correr herramientas ILI con deformaciones mayores al 2-3% del diámetro del ducto.

- e. Las *tees* deben ser caracterizadas de manera correcta; por ejemplo, los pigs utilitarios pueden ser corridos por *tees* con salida de hasta un 70% del diámetro nominal del gasoducto, mientras que las herramientas inteligentes generalmente hasta un 60%. Cualquier salida de *tee* por encima del 50% del diámetro nominal del ducto debe tener barras guía para asegurar la integridad de la herramienta al pasar por el punto.
- f. Las válvulas de paso completo son las más ideales para la corrida de herramientas de inspección y mantenimiento. Se debe conocer su diámetro nominal y deben haber sido localizadas con anterioridad, por ejemplo, en el proceso de construcción del gasoducto.

Debe realizarse un análisis con las válvulas de compuerta y de retención, pues se pueden presentar pérdida de sello debido a su construcción.

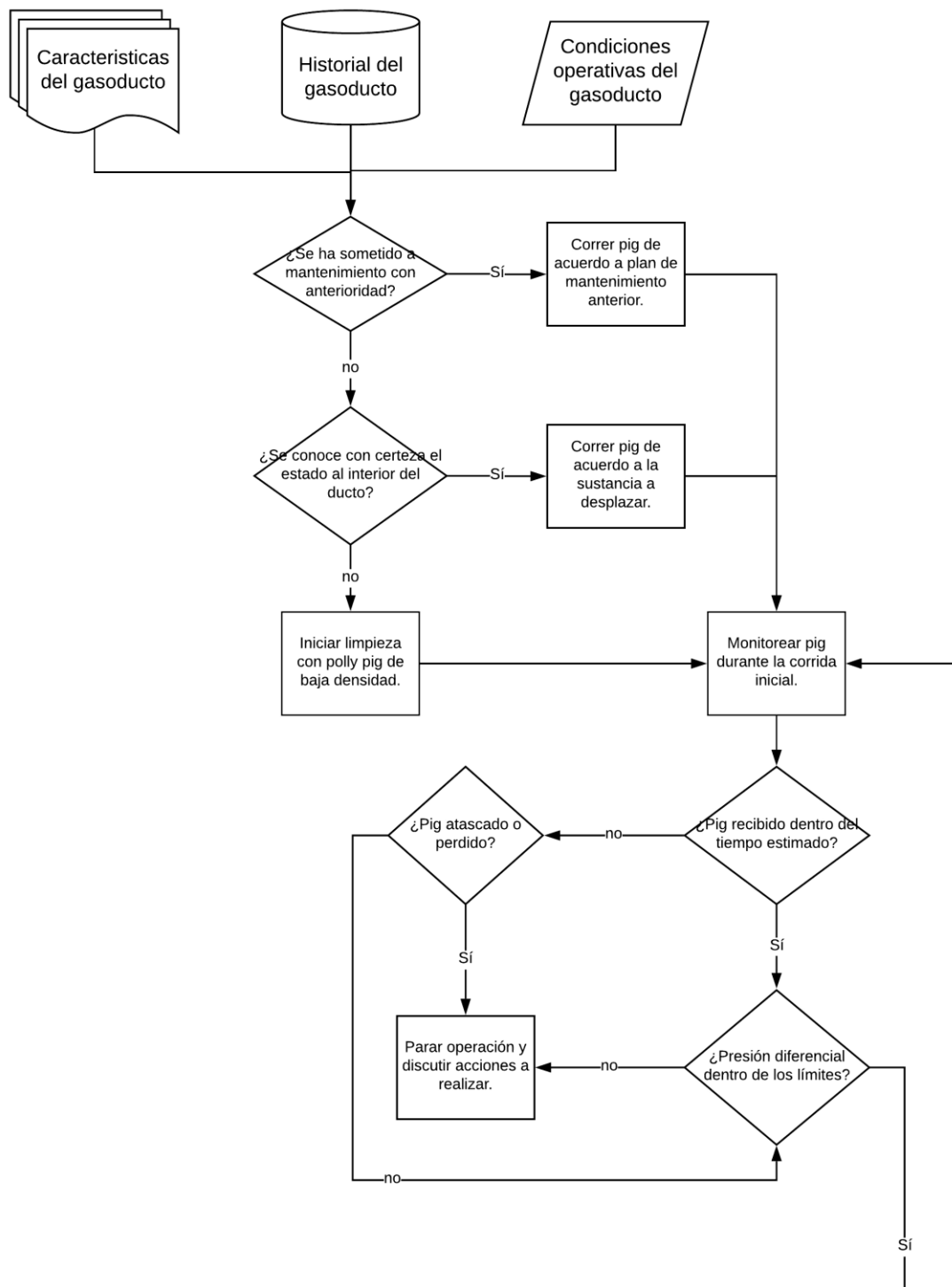
4.5. FLUJO DE TRABAJO DE ACUERDO A HERRAMIENTA SELECCIONADA

Generalmente, en los procesos de limpieza e inspección interna de gasoductos se seleccionan diferentes herramientas que son corridas de acuerdo a los requerimientos establecidos; debido a lo anterior, debe existir un flujo de trabajo que permita darle un orden al proceso de selección de la herramienta adecuada.

De este modo, se generan dos flujogramas que describen el proceso completo en la selección de las herramientas tanto de limpieza como de inspección interna para un gasoducto.

Adicionalmente, se genera un cuestionario con las consideraciones necesarias al momento de la selección de la herramienta adecuada para la limpieza del gasoducto. (Ver Anexo 2).

Diagrama 1. Flujo de trabajo en la selección adecuada de la herramienta de limpieza de un gasoducto.



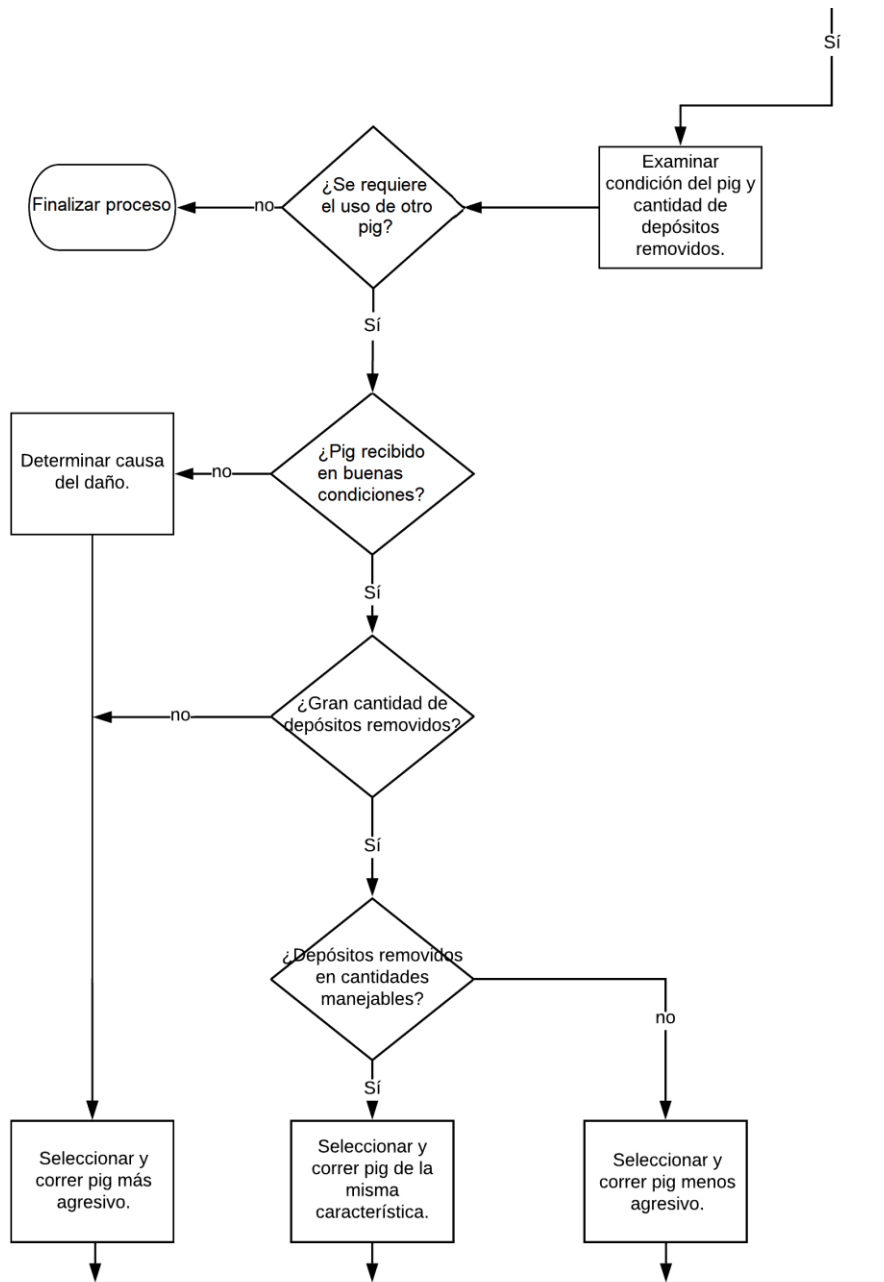
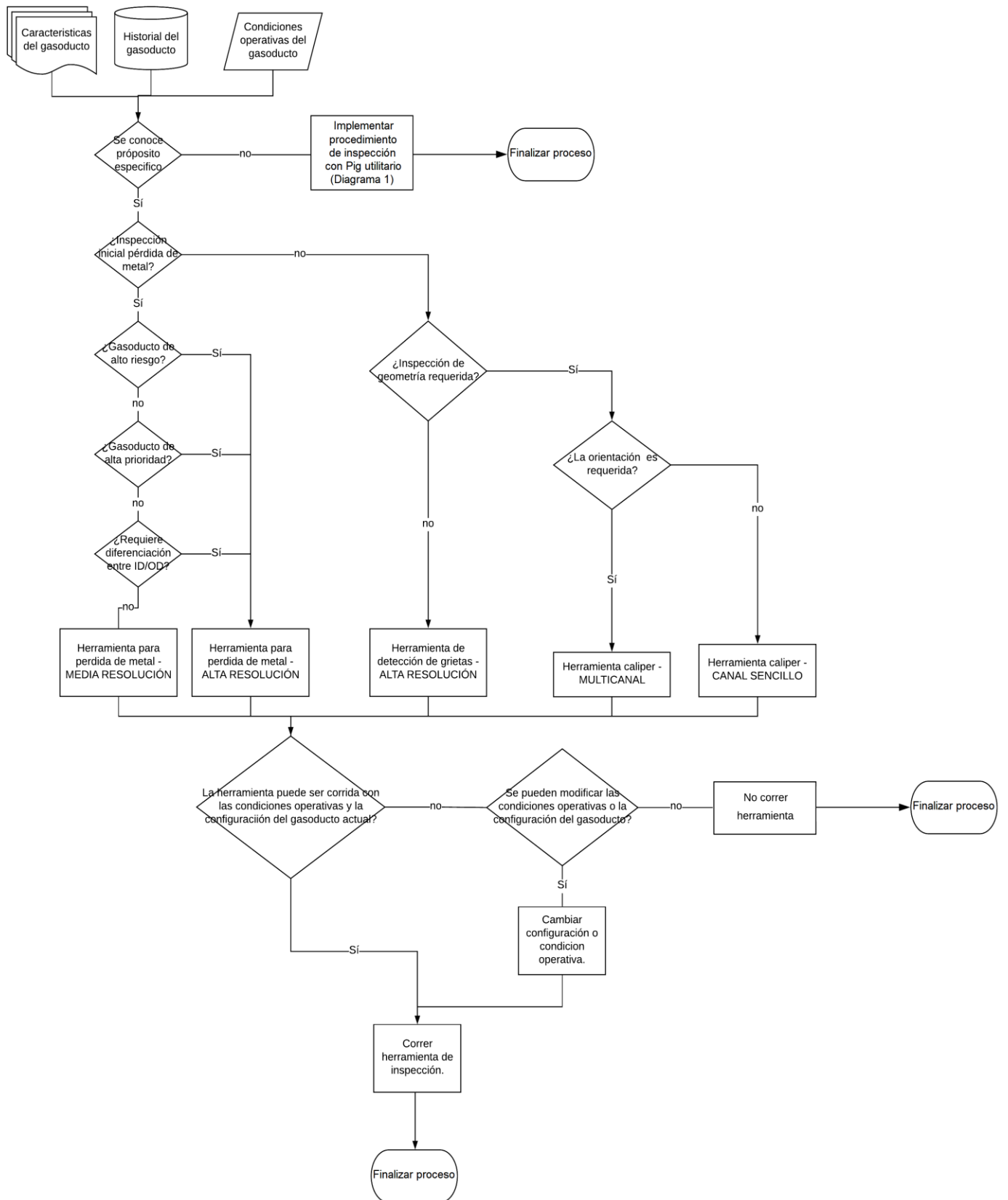


Diagrama 2. Flujo de trabajo en la selección adecuada de la herramienta de inspección de un gasoducto.



5. CONCLUSIONES

- Factores y procesos pueden influir en el transporte de gas por ducto, de manera que generan problemas en el material del mismo y afectan su integridad. Depositación de sólidos, líquidos y cambios en las condiciones de operación permiten la generación de anomalías en el material del gasoducto, como por ejemplo corrosión, grietas, pérdidas de material, laminación, deformación y daños en los componentes misceláneos del sistema. De acuerdo a lo anterior, se pueden usar herramientas mecánicas para la limpieza e inspección del gasoducto.
- Herramientas tipo *polly pig* deben ser usadas en la limpieza interior del gasoducto, especialmente en el desplazamiento de líquidos y sólidos. Para exigencia de limpieza alta, deben escogerse polly pigs de media-alta densidad, con recubrimiento y banda de cepillos de acero o plástico dependiendo de si el gasoducto tiene revestimiento interior.
- Herramientas tipo *scraper* deben ser usadas en la limpieza interior del gasoducto, especialmente en operaciones de remoción, sellado y raspado. Si la exigencia de limpieza es alta se deben usar scrapers con cuerpo de metal y sistema *by-pass*, varios sistemas de discos o copas planas de poliuretano, cepillos de acero o gratas. Se debe usar cuerpo de poliuretano cuando se requiera alta flexibilidad.
- Se debe realizar un proceso de limpieza progresiva en gasoductos que nunca han sido sometidos a mantenimiento o inspección durante su vida útil o en los cuales no se tiene aún conocimiento de estado del ducto o del propósito específico de la corrida de la herramienta.

- Un buen procedimiento de limpieza al interior de la tubería es indispensable antes de realizar corridas de pigs inteligentes; herramientas de medición de geometría deben ser enviadas para verificar que no existan restricciones al paso y en donde la herramienta inteligente pueda sufrir daños o atascamientos.
- Como soporte a la creación de la metodología de tipo cualitativa que ha sido creada en este documento, se generan dos diagramas de flujo que permiten soportar las operaciones de selección de herramientas de limpieza e inspección interna de gasoductos; de este modo, se obtiene un orden en el flujo de trabajo de dicho proceso. Adicionalmente, se genera un cuestionario como guía en la identificación y selección de herramientas.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer una búsqueda y análisis de nuevas tecnologías y herramientas en la inspección en línea (ILI); como por ejemplo, la tecnología Electromagnética Acústica. La anterior herramienta está diseñada para la detección de grietas en gasoductos que transportan gas seco; es decir, facilitan la detección de anomalías sin requerir líquido de acople.
- Se recomienda tener siempre en cuenta las especificaciones del fabricante, material de la herramienta y rangos de operación; de este modo se puede seleccionar la herramienta adecuada para el trabajo que se vaya a realizar.
- Al momento de realizar la selección, debe ser necesario tener los datos de entrada (historial del gasoducto, tipo de gas transportado, condiciones de operación) más actualizados posible; de esta manera la elección de la herramienta se realiza lo más acorde posible a la realidad.
- Se recomienda disponer de un plan de recuperación de la herramienta de inspección y limpieza, en el caso de que esta quede atrapada dentro del gasoducto.

BIBLIOGRAFÍA

AAL, Abdel y AGGOUR, Mohamed. Petroleum and gas field processing. New York, United States. Marcel Dekker, Inc. 2003. ISBN 0-8247-0962-4.

ACOSTA, Edwin Mauricio. Metodología práctica para definir los parámetros y frecuencia del mantenimiento para una red de gasoductos a través de las herramientas convencionales para limpieza interna de gasoductos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2013.

BENITEZ, Leonel; COSTAMAGNA, Jorge; ERDMANN, Eleonora; ALE RUIZ, Liliana y TARIFA, Enrique. Determinación de las condiciones de formación de hidratos empleando Process Ecology Hydrate Application. Rosario, Argentina. AAIQ - Asociación Argentina de Ingenieros Químicos. 2013.

BETANCUR, Juan David y ACOSTA, Edwin Mauricio. Experiencia colombiana hacia un estándar técnico para la gestión de la integridad en líneas de transporte de hidrocarburos. Bucaramanga: Revista de la Escuela Colombiana de Ingeniería, Vol 76. 2009.

BP. Statistical Review of World Energy. Londres. June, 2017.

CLARK, Ted y NESTLEROTH, Bruce. Gas pipeline pigability. Topical report. Ohio, Estados Unidos. 2004.

GALP. Perforación. [En Línea]. 2010. Recuperado el 28 de marzo de 2018. Disponible en <http://www.galpennergia.com/ES/agalpennergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Perforacion.aspx>

GUALDRÓN, Juan Carlos. Lineamientos para la elaboración de un programa de gestión de integridad eficiente en el mantenimiento de gasoductos: revisión temática. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014.

GUO, Boyun y GHALAMBOR, Ali. Natural Gas Engineering Handbook. Houston, United States. University of Louisiana at Lafayette. 2005. ISBN 0-9765113-3-9.

NACE INTERNATIONAL. In-Line Inspection of Pipelines. Publication 35100. United States. 2017. ISBN 1-57590-368-7.

NACE INTERNATIONAL. In-Line Inspection of Pipelines – Standar Practice RP0102. 2010.

PARRA, Ricardo. Propiedades físicas de los fluidos de yacimientos. Neiva. 2008. Primera Edición.

PEMEX, Petróleos Mexicanos. Gas Natural. [En línea]. 2015. (Recuperado en 19 enero 2016). Disponible en <http://www.gas.pemex.com/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/>.

PIPELINE OPERATOR FORUM - POF. Specification and requirements for the intelligent pig inspection of pipelines. 2009.

RIBÓN, Helena; SANTOS y Nicolás; ORTIZ, Olga. Métodos de deshidratación de gas natural. Bucaramanga. Revista Fuentes: el reventón energético. Vol 8. 2010.

ROMERO, Ignacio. Procedimiento para la determinación experimental del factor de desviación de un gas natural. Universidad del Zulia. Maracaibo, Venezuela. 2003.

SMITH, Charles R y TRACY, GW. Applied Reservoir Engineering Ogc
Publications Applied. Tulsa. 1992.

TGI. Mapas del sistema de transporte. [En Línea.] Recuperado el 01 de mayo de 2018. Disponible en <http://beo.tgi.com.co/index.php/manual-del-transportador/informacion-y-procedimientos-operacionales/mapas-del-sistema-de-transporte>.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS – ASME. Gas Transmission and Distribution Piping Systems – ASME B 31.8. New York. 2003.

THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS – ASME. Managing System Integrity of Gas Pipelines – ASME B 31.8 S. New York. 2001.

TRIFILIEFF, Olivier y WINES, Thomas. Black Powder Removal from Transmission Pipelines: Diagnostics and Solutions. Baréin. PALL Scientific & Technical Report. 2009.

WAKER, Steve; ROSCA, Gabriela y HYLTON, Mike. In-Line Inspection Tool Selection. In CORROSION 2004. NACE International. 2004

ANEXOS

ANEXO 1. TIPOS DE HERRAMIENTAS DE INSPECCIÓN INTERNA Y PROPÓSITOS DE INSPECCIÓN

Anomaly	Imperfection/ Defect/Feature	Metal Loss Tools			Crack Detection Tools		Deformation Tools
		Magnetic Flux Leakage (MFL) Standard Resolution (SR)	High Resolution (HR)	Ultrasonic Compression Wave ^(M)	Ultrasonic Shear Wave ^(M)	Transverse MFL	
Metal Loss							
	External Corrosion	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Detection ^(A) Sizing ^(B)	No Detection
	Internal Corrosion						
	Gouging	No ID/outer diameter (OD) discrimination					
Crack-Like Anomalies							
	Narrow Axial External Corrosion	Detection ^(A)	Detection ^(A)	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Detection ^(A) Sizing ^(B)	No Detection
	Stress Corrosion Cracking	No Detection	No Detection	No Detection	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Limited Detection ^{(A)(C)} Sizing ^(B)	No Detection
	Fatigue Cracks	No Detection	No Detection	No Detection	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Limited Detection ^{(A)(C)} Sizing ^(B)	No Detection
	Long Seam Cracks, etc. (toe cracks, hook cracks, incomplete fusion, preferential seam corrosion)	No Detection	No Detection	No Detection	Detection ^(A) Sizing ^(B)	Detection ^{(A)(C)} Sizing ^(B)	No Detection
	Circumferential Cracks	No Detection	Detection ^(C) Sizing ^(B)	No Detection	Detection ^(A) Sizing ^{(B)(b)}	No Detection	No Detection
	Hydrogen-Induced Cracking (HIC)	No Detection	No Detection	Detection ^(A)	Limited Detection	No Detection	No Detection
Deformation							
	Sharp Dents	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(L)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^(F) Sizing

Anomaly	Imperfection/ Defect/Feature	Metal Loss Tools			Crack Detection Tools		Deformation Tools
		Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(L)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection, ^(F) Sizing
	Flat Dents	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(L)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection, ^(F) Sizing
	Buckles	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(L)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection, ^(F) Sizing
	Wrinkles, Ripples	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(L)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection ^{(E)(G)}	Detection, ^(F) Sizing
	Ovalities	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	Detection, Sizing ^(B)
Misc. Components							
	In-Line Valves and Fittings	Detection	Detection	Detection	Detection	Detection	Detection
	Casings (Concentric)	Detection	Detection	No Detection	No Detection	Detection	No Detection
	Casings (Eccentric)	Detection	Detection	No Detection	No Detection	Detection	No Detection
	Bends	Limited Detection	Limited Detection	Limited Detection	Limited Detection	Limited Detection	Detection, ^(H) Sizing ^(H)
	Branch Appurtenances/Hot Taps	Detection	Detection	Detection	Detection	Detection	No Detection
	Close Metal Objects	Detection	Detection	No Detection	No Detection	Detection	No Detection
	Thermite Welds	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection
	Pipeline Coordinates	No Detection	Detection ^(K)	Detection ^(K)	Detection ^(K)	Detection ^(K)	Detection ^(K)
Previous Repairs							
	Type A Repair Sleeve ^(O)	Detection	Detection	No Detection	No Detection	Detection	No Detection
	Composite Sleeve	Detection ^(I)	Detection ^(I)	No Detection	No Detection	Detection ^(I)	No Detection
	Type B Repair Sleeve ^(O)	Detection	Detection	Detection	Detection	Detection	No Detection
	Patches/Half Soles	Detection	Detection	Detection	Detection	Detection	No Detection
	Puddle Welds	Limited Detection	Limited Detection	No Detection	No Detection	Limited Detection	No Detection
Misc. Damage							
	Laminations	Limited Detection	Limited Detection	Detection, Sizing ^(B)	Limited Detection	Limited Detection	No Detection

Anomaly	Imperfection/ Defect/Feature	Metal Loss Tools			Crack Detection Tools		Deformation Tools
		Limited Detection	Limited Detection	Detection, Sizing ^(B)	Limited Detection	Limited Detection	No Detection
	Inclusions (Lack of Fusion)	Limited Detection	Limited Detection	Detection, Sizing ^(B)	Limited Detection	Limited Detection	No Detection
	Cold Work	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection
	Hard Spots	No Detection	Detection ^(J)	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection
	Grind Marks	Limited Detection ^(A)	Limited Detection ^(A)	Detection ^{(A)(B)}	Detection ^{(A)(B)}	Limited Detection ^{(A)(B)}	No Detection
	Strain	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	No Detection	Detection ^(J)
	Girth Weld Anomaly (voids, etc.)	Limited Detection	Detection	Detection	Detection ^(D)	No Detection	No Detection
	Scabs/Slivers/Blisters	Limited Detection ^(A)	Limited Detection	Detection ^{(A)(B)}	Detection ^{(A)(B)}	Limited Detection ^(A)	Limited Detection

^(A) Limited by the detectable depth, length, and width of the indication.

^(B) Defined by the sizing accuracy of the tool.

^(C) Reduced probability of detection (POD) for tight cracks.

^(D) Transducers to be rotated 90°.

^(E) Reduced probability of detection (POD) depending upon size and shape.

^(F) Also circumferential position, if tool is equipped.

^(G) Sizing not reliable.

^(H) If tool is equipped for bend measurement.

^(I) Composite sleeve without markers is not detectable.

^(J) If tool is equipped, dependent on parameters.

^(K) If tool is equipped with mapping capabilities.

^(L) Sizing is tool dependent.

^(M) ILI technologies that can be used only in liquid environments, i.e., liquids pipelines or in gas pipelines with a liquid couplant.

Tomado de NACE INTERNATIONAL. In-Line Inspection of Pipelines – Standard Practice RP0102. 2010. p. 8.

ANEXO 2. CUESTIONARIO PARA RECOMENDACIONES EN LA SELECCIÓN DE HERRAMIENTAS PARA LA LIMPIEZA INTERIOR DE GASODUCTOS

Nombre de la Compañía: _____

Dirección: _____

Teléfono: _____

Persona de Contacto: _____

E-mail: _____

1. Propósito del envío de polly pigs y/o scrapers.

- Nunca se realizó una limpieza y se presupone una reducción significativa de su diámetro interior.
- Nunca se realizó una limpieza y no hay grandes indicios de un incremento de su diámetro interior. Se desea comenzar con un programa de tratamiento preventivo y de mantenimiento operativo.
- Gasoducto recientemente puesto en operación y se desea comenzar con la limpieza inicial y el posterior programa de mantenimiento operativo.
- Problemas de corrosión interior.
- Se desea preparar la línea para la corrida de pigs inteligentes.
- Remoción y desplazamiento de líquidos.
- Remoción y desplazamiento de condensados.
- Remoción de precipitados (parafinas, hidratos).
- Otras

aplicaciones: _____

2. Características del gasoducto

- Denominación Gasoducto Tramo: _____
- Diámetro nominal: _____ mm pulg
- Diámetro interior máximo: _____ mm pulg
- Diámetro interior mínimo: _____ mm pulg
- Material de la tubería: _____
- Parámetros operativos del transporte de gas:

	Normal	Máxima esperada	Mínima esperada	Unidades
Caudal				
Presión				
Temperatura				

- ¿Posee revestimiento interior? Sí: No:
- Longitud máxima
entre trampa lanzadora y de recibo: _____ kms m ft Mill
- Información
adicional: _____

3. Accesorios de instalados en el gasoducto

a. Codos / Curvas

- Tipo: _____

- Mínimo diámetro interior: _____
- Radio de curvatura: _____

b. Válvulas, exclusas / Esféricos instalados

- Tipo: _____
- Paso Total / Paso reducido
- Diámetro nominal: _____
- Serie: _____

c. Válvulas de retención

- Tipo: _____
- Diámetro nominal: _____
- Serie: _____

d. Tees y Derivaciones

- ¿Tienen barras y guías instaladas? Sí: No:
- Diámetro nominal de la derivación: _____
- Angulo de la derivación: _____
- Información adicional: _____

e. Posee trampas Lanzadoras y Receptoras: Sí: No:

f. Información adicional:

4. Consideraciones adicionales

a. ¿El gas contiene contaminantes como H₂S o CO₂? Sí: No:

Si es así, ¿en qué porcentaje? _____

b. Si se han realizado labores de limpieza con pigs con anterioridad:

- Tipo de operación:

Construcción Mantenimiento Operacional

Para correr pig inteligente

- Tipo de pig usado:

Polly Pig / Pig espuma

Scraper cuerpo metal con copas

Scraper cuerpo de metal con discos

Scraper cuerpo de metal con cepillos, gratas, cuchillas

Scraper cuerpo de poliuretano

Otro